

# Överföringsbegränsningar

En rapport till Energimarknadsinspektionen



**Sweco Sverige AB**  
**Uppdrag**  
**Uppdragsnummer**  
**Kund**  
**Upprättad av**  
**Datum**  
**Dokumentreferens**

RegNo 556767-9849  
Ei Överföringsbegränsningar  
30064653  
Energimarknadsinspektionen  
Sweco  
2024-02-27  
Slutrapport

# Innehållsförteckning

1	Introduktion .....	8
1.1	Syfte och mål .....	8
1.2	Avgränsningar .....	8
1.3	Metodbeskrivning .....	8
2	Teori .....	9
2.1	Det svenska kraftsystemet .....	9
2.2	Överföringsbegränsningar .....	12
2.2.1	Definition .....	12
2.2.2	Exempel på överföringsbegränsning på transmissionsnätsnivå .....	13
2.2.3	Exempel på överföringsbegränsning på distributionsnätsnivå .....	15
2.3	Driftsäkerhet .....	15
3	Resultat & Analys .....	18
3.1	Förekomst av överföringsbegränsningar .....	19
3.1.1	Transmissionsnät mellan elområden (handelskapacitet) .....	19
3.1.2	Marknadsrelaterade begränsningar .....	21
3.1.3	Transmissionsnät inom elområden .....	23
3.1.4	Distributionsnät (lokal- och regionnät) .....	24
3.2	Framtida utveckling av överföringsbegränsningar .....	27
3.2.1	Transmissionsnät .....	27
3.2.2	Distributionsnät (lokal- och regionnät) .....	28
3.3	Hantering av överföringsbegränsningar .....	30
3.3.1	Transmissionsnät .....	30
3.3.2	Distributionsnät (lokal- och regionnät) .....	39
	Hinder i dagens regelverk .....	43
3.3.3	Villkorade avtal .....	43
3.3.4	Batterilager .....	44
3.3.5	Intäktsreglering .....	45
3.3.6	Långa ledtider .....	46
4	Utblick i Europa .....	48
4.1	Storbritannien .....	48
4.1.1	Förekomst av överföringsbegränsningar .....	49
4.1.2	Hantering av överföringsbegränsningar .....	50
4.1.3	Framtida hantering av överföringsbegränsningar .....	51
4.2	Nederländerna .....	56
4.2.1	Förekomst av överföringsbegränsningar .....	57
4.2.2	Hantering av överföringsbegränsningar .....	58
4.2.3	Framtida hantering av överföringsbegränsningar .....	60

4.3	Tyskland .....	61
4.3.1	Förekomst av överföringsbegränsningar .....	61
4.3.2	Hantering av överföringsbegränsningar .....	62
4.3.3	Framtida hantering av överföringsbegränsningar .....	65
4.4	Sammanfattning utblick Europa .....	68
5	Slutsatser .....	70

## Sammanfattning

Denna rapport syftar till att bidra med kunskap om hur överföringsbegränsningar påverkar samt hanteras av elnätsföretagen i Sverige, det vill säga såväl distributionsnätföretag (DSO) - inkluderande region- och lokalnätsföretag - som transmissionsnätsföretag (TSO). Rapporten redogör för förekomsten av överföringsbegränsningar för dessa elnätsföretag samt de behov som de har vad gäller att hantera överföringsbegränsningar samt vilka metoder som används idag för en säker och tillförlitlig drift av kraftsystemet. Rapporten förväntas också ge ökad insyn kring hur andra länder med liknande produktionsmix och nätstruktur hanterar överföringsbegränsningar i dagsläget.

För att utreda detta har intervjustudier med 14 distributionsnätföretag och transmissionsnätsföretaget Svenska kraftnät (Svk) genomförts. Rapporten har kompletterats med litteraturstudier, en enkätstudie till nätföretag med 94 svarande samt Swecos egna analyser och kommentarer.

### Slutsatser

Flertalet intervjuade har lyft vikten av samverkan och ett tätare samarbete som en framgångsfaktor för att tillsammans kunna tillgodose den förändring som kraftsystemet står inför. Vidare kan följande slutsatser dras.

#### *Förekomst av överföringsbegränsningar*

Swecos uppfattning från intervjuer och enkäter är att överföringsbegränsningar existerar inom alla gränssnitt i näten, men utmaningarna att hantera dem blir större högre upp i nätstrukturen. Det är alltså vanligare att nätföretagen upplever en begränsning i att utöka sina abonnemang mot överliggande nät, än att serviser (anslutningsledningen till en kund) och kabelskåp skulle utgöra en upplevd begränsning, även om det senare är mer vanligt förekommande. Det upplevda problemet för nätföretagen beror till stor del på hur lång tid det tar att avhjälpa en överföringsbegränsning, där långa ledtider påverkar den upplevda överföringsbegränsningen. Med långa ledtider menas exempelvis utökning av abonnemang till överliggande nät, leverans av transformatorer, bygglovsprocesser och resursbrist hos nätföretagen. För anslutningar som kräver högre effekter och därmed ansluts högre upp i nätet, på mellanspanningsnivå till regionnätetsnivå, är det inte ovanligt med ca 2–6 år från anslutningsförfrågan till driftsättning.

På transmissionsnätetsnivå existerar överföringsbegränsningar, både mellan elområden, i enskilda ledningar/nätelelement alternativt i någon specifik utrustning i en transmissionsnätstation. Att dessa existerar i någon utsträckning får lov att ses som sunt, eftersom transmissionsnätet annars inte hade varit samhällsekonomiskt byggt. Att byta ut enstaka begränsande apparater i stationer kan vara en enkel åtgärd som är förhållandevis snabb att utföra, men den kan för vissa apparater som exempelvis transformatorer ta längre tid.

#### *Framtida utveckling av överföringsbegränsningar*

Distributionsnätsföretagen är överens om att överföringsbegränsningarna inte kommer att minska kommande åren, utan snarare öka. Nätföretagens bild är dock, precis som i nuvarande läge, att det är skillnad mellan olika gränssnitt i nätet där begränsningarna även fortsatt kommer att vara mest problematiskt högre upp i spänningsnivå. Anledningen till att nätföretagen tror att

överföringsbegränsningarna kommer öka är för att behovet av el antas vara större och att man inte hinner bygga ut i den takt som krävs för att åtgärda begränsningarna.

På transmissionsnätets nivå kommer en kraftig nätutbyggnad i kombination med andra åtgärder krävas för att kunna möta nutida och framtida efterfrågan. Att bygga transmissionsnät tar lång tid och kräver ett noggrant förarbete redan i planeringsstadiet. Med stor sannolikhet kommer enskilda ledningar i framtiden kunna komma att belastas högre på grund av ökad inmatning eller uttag (anslutningar) alternativt större områden med produktion. Konsekvenser av det öst-västliga flödet kan på kort sikt bestå eller öka. På medellång och lite längre sikt ser Svenska kraftnät att i takt med att andelen volatila energikällor ökar, främst vindkraft, finns det en ökad risk för att i större utsträckning behöva nedreglera dessa energikällor. Anledningen till en potentiell framtida ökning av nedreglering av vindkraft beror på avsaknad av lagringsmöjligheter för el producerad från vindkraft vilket innebär att all el som produceras samtidigt behöver kunna matas ut på elnätet.

#### *Hantering av överföringsbegränsningar*

Hantering av överföringsbegränsningar görs traditionellt till största delen i planeringsskedets olika faser, framför allt genom att bygga ut nät. Det finns även andra verktyg i nätföretagens verktyglåda för att hantera överföringsbegränsningar i planeringsfasen, såsom prissignaler via tariffer, flexibilitetsmarknader och villkorade avtal. De flesta har antingen infört eller kommer införa tidsdifferentierade tariffer, men Swecos uppfattning är att det är få nätföretag i dagsläget som deltar på en flexibilitetsmarknad eller infört villkorade avtal, även om det senare är vanligare.

I driftskedet är det framför allt lågspänningsnätets överföringsbegränsningar som upptäcks. I detta gränssnitt är det svårare att upptäcka överföringsbegränsningarna i planeringsskedet även om nya hjälpmedel i form av prognos- och planeringsverktyg uppkommit på senare år. En sådan problematik som upptäcks i driftskedet är exempelvis spänningsvariationer på lågspänningsnät i landsbygden.

För transmissionsnätet hanteras överföringsbegränsningar i synnerhet i själva driften eftersom systemansvariga har ansvaret att upprätthålla driftsäkerhet under drift. Dock hanteras överföringsbegränsningar långt innan genom kraftsystemanalyser där exempelvis termiska begränsningar i ledningar eller apparater identifieras. Vid varje tidpunkt finns flera åtgärder för att hantera överföringsbegränsningar. Det kan handla om avhjälpande åtgärder, åtgärder som vidtas redan i planeringsskedet samt andra typer av åtgärder som kan användas vid driften, eller i driftplaneringen.

#### *Hinder i dagens regelverk*

Nätföretagen uttrycker att det finns en otydlighet idag i hur villkorade avtal får användas och hur villkorade avtal och hur funktionskrav enligt ellagen ska tolkas tillsammans. Dessutom upplever nätföretagen en otydlighet hur noggrant man ska utreda marknadsbaserade lösningar innan villkorade avtal får användas som en lösning.

Flera nätföretag uppger att de skulle vilja äga energilager för att kunna avhjälpna överföringsbegränsningar. Att upphandla en sådan tjänst fungerar sämre menar nätföretagen, eftersom de upplever att batterileverantörerna är mer intresserade av att agera på stödtjänstemarknaderna än att bidra med kapacitetsavhjälpning.

Osäkerheter relaterade till intäktsregleringen samt hinder i att bygga på spekulation i större utsträckning än vad regleringen medger är något som lyfts som ett hinder av många nätföretag.

Långa ledtider i form av koncessionsansökningar och bygglovsprocesser upplevs som hinder i dagens regelverk.

# 1 Introduktion

Energimarknadsinspektionen (Ei) har i uppgift att följa och analysera utvecklingen på elmarknaderna, bedriva tillsyn, samt föreslå förbättringar i regelverken där så är lämpligt. För att Ei ska kunna analysera marknadsutvecklingen och bedöma ifall utvecklingen leder till största samhällsekonomiska nytta, eller om åtgärder bör vidtas, behöver Ei god kännedom om hur utmaningarna i kraftsystemet ser ut.

## 1.1 Syfte och mål

Denna rapport syftar till att bidra med kunskap om överföringsbegränsningar. Rapporten redogör för de behov som distributionsnätföretag (DSO) - det vill säga region- och lokalnätsföretag - och transmissionsnätsföretag (TSO) har vad gäller att hantera överföringsbegränsningar samt vilka metoder som används idag för en säker och tillförlitlig drift av kraftsystemet. Rapporten förväntas också ge ökad insyn kring hur andra länder med liknande produktionsmix och nätstruktur hanterar överföringsbegränsningar i dagsläget.

## 1.2 Avgränsningar

Rapporten har inte analyserat eller berört

- behov eller möjligheter till en ändrad elområdesindelning
- balansering/balansmarknad

Vidare ger inte rapporten en komplett bild av nätföretagens åsikter eller hantering av överföringsbegränsningar i allmänhet eftersom ett begränsat antal nätföretag har intervjuats och deltagit i enkätstudien.

## 1.3 Metodbeskrivning

För att utreda förekomst och hantering av överföringsbegränsningar i det svenska kraftsystemet har intervjustudier med 14 distributionsnätföretag och transmissionsnätsföretaget Svenska kraftnät (Svk) genomförts. Rapporten har kompletterats med litteraturstudier och en enkätstudie till nätföretag med 94 svarande. Utgångspunkten för både intervjuer och enkätstudier har varit att göra en så heltäckande kartläggning som möjligt. Det betyder att arbetet har omfattat alla tre nätnivåer (lokal, region och transmissionsnät) samt att urvalet av nätföretag spånt över olika geografiska områden och olika typer av nät (stadsnät och landsbygd).

För den internationella utblicken har litteraturstudier legat till grund för resultatet.



## 2 Teori

Detta kapitel ger en teoretisk bakgrund till överföringsbegränsningar. Avsnitt 2.1 ger en översikt över utformningen av det svenska kraftsystemet. Begreppet överföringsbegränsningar definieras och illustreras i avsnitt 2.2. I avsnitt 2.3 definieras begreppet driftsäkerhet och hur det kopplar till överföringsbegränsningar.

### 2.1 Det svenska kraftsystemet

Sverige är indelat i fyra olika elområden (SE1 – SE4). Det har historiskt och fram till idag producerats mer el i norra Sverige än vad som efterfrågas (och vice versa i södra Sverige) och därför behöver el transporteras genom landet, Sverige har alltså ett effektflöde från norr till söder. Elområdesgränserna representerar var det finns strukturella överföringsbegränsningar inom landet, se Figur 1.

Det svenska kraftsystemet är sammanlänkat med våra nordiska grannländer Norge, Finland och Danmark. Tillsammans utgör systemet det nordiska synkronområdet (där DK1 är exkluderat). Sveriges elnät består av utlandsförbindelser, transmissions- och distributionsnät (lokal- och regionnät). Till transmissionsnätet hör spänningsnivåerna 400 och 220 kV. Regionnätet har ofta en spänning om 130 – 40 kV. Lokalnäten är ofta mindre och avgränsade nät med spänning på 40 kV eller lägre. Sverige har också utlandsförbindelser med Polen, Litauen och Tyskland.



Figur 1 - Elområdesindelning i Sverige och våra grannländer. <sup>1</sup>

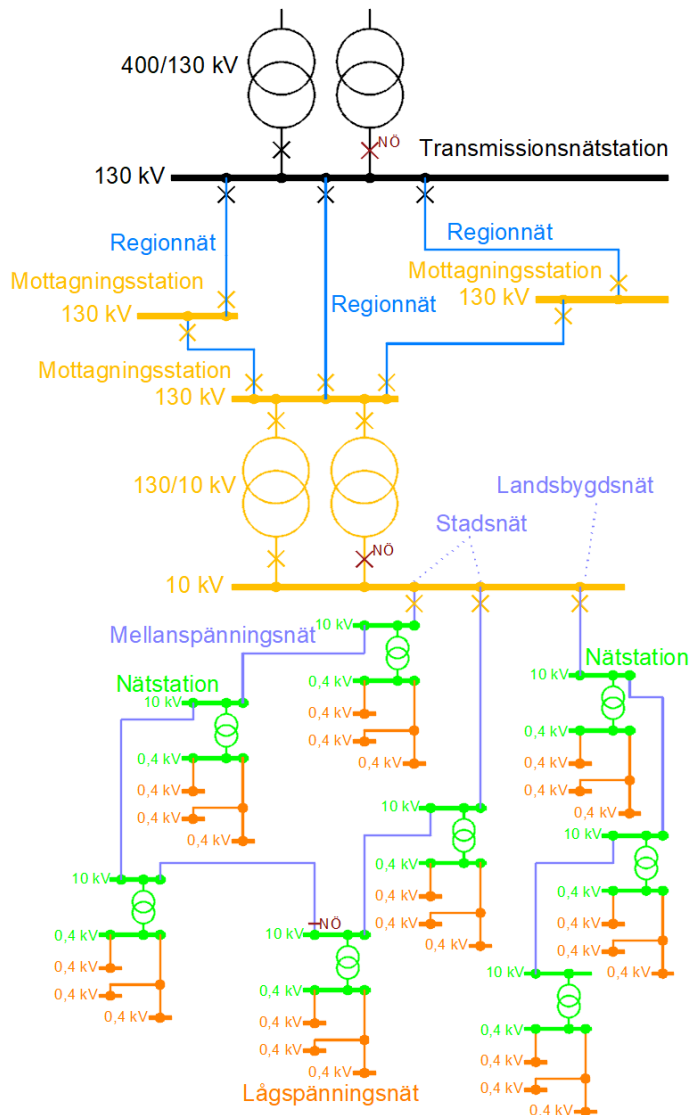
Transmissionsnät- och regionnät är generellt maskade, medan elnät med 40 kV och lägre spänningsnivå drivs radiellt. Skillnaden utgörs av att i radiella elnät matas varje punkt endast från en källa, medan en punkt i ett maskat nät matas från flera parallella källor.

Distributionsnätet kategoriseras i denna rapport i 5 sektioner eller gränssnitt:

1. Det första gränssnittet utgörs av regionnätet. Ett regionnät börjar i en station (transmissionsnätsstation) som transformerar ned spänningsnivån från transmissionsnätet till normalt 130 - 40 kV och avslutas i en motsvarande station (kallas också mottagningsstation eller fördelningsstation).
2. Nästa gränssnitt utgörs just av sådana mottagnings- eller fördelningsstationer där spänningsnivån transformeras ned till lokalnätetsnivå.
3. Mellanspänningsnätet (normalt 10 eller 20 kV) utgör nästa gränssnitt och är tillsammans med lågspänningsnätet en del av lokalnätet. Mellanspänningsnätet matar i sin tur olika nätstationer.
4. Nätstationerna utgör därefter nästa gränssnitt och de transformerar ned spänningsnivån från mellanspänningsnivå till lågspänning (0,4 kV).
5. Det sista gränssnittet består av lågspänningsnätet. Lågspänningsnätet innefattar begrepp som serviser (ledning till abonnenter) och kabelskåp (fördelar lågspänningsmatningar).

<sup>1</sup> Svenska kraftnät, Elområden (2022), <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/elomraden/>, hämtad 2023-12-21

Gränssnitt 1, 3 och 5 kan alla mata olika kunder beroende på de olika kundernas förutsättningar och behov.



Figur 2: Schematisk bild över distributionsnätets uppbyggnad med de fem olika gränssnitten färgkodade. I nätet finns några röda kopplingsapparater (brytare eller fränskiljare) som är markerade NÖ. Detta betyder att aktuell kopplingsapparat är öppen vid normaldrift, det vill säga att ingen elektricitet matas förbi dessa punkter. I det blå regionnätet kan samtliga knutpunkter i det nätet matas från flera håll, ett exempel på ett maskat elnät. I det lila mellanspänningsnätet finns en öppen punkt, vilket innebär att varje knutpunkt endast är matad från ett håll, ett exempel på ett radiellt matat elnät. Dock finns möjlighet att genom att sluta den öppna kopplingsapparaten (och samtidigt öppna en annan kopplingsapparat i nätet) reservmata varje knutpunkt från ett annat håll. Detta är ett exempel på hur ett radialmatat elnät i stads- eller tätortsmiljö ofta är uppbyggt. Mellanspänningsnätet till höger har inga möjligheter att reservmatas från ett annat håll och är således ett exempel på hur ett radialmatat landsbygdsnät ofta kan se ut. Källa Sweco.

I nätet finns några stycken kopplingsapparater (brytare eller fränskiljare) som i Figur 2 är markerade NÖ. Detta betyder att aktuell kopplingsapparat är öppen vid normaldrift, det vill säga att ingen elektricitet matas förbi dessa punkter. I

regionnätet kan samtliga knutpunkter i det nätet matas från flera håll, ett exempel på ett maskat elnät. I mellanspänningsnätet finns en öppen punkt, vilket innebär att varje knutpunkt endast är matad från ett håll, ett exempel på ett radiellt matat elnät. Dock finns möjlighet att genom att sluta den öppna kopplingsapparaten (och samtidigt öppna en annan kopplingsapparat i nätet) reservmata varje knutpunkt från ett annat håll. Detta är ett exempel på hur ett radialmatat elnät i stads- eller tätortsmiljö ofta är uppbyggt. Mellanspänningsnätet till höger har inga möjligheter att reservmatas från ett annat håll och är således ett exempel på hur ett radialmatat landsbygdsnät ofta kan se ut.

Lokal- och lågspänningsnät har ofta olika förutsättningar beroende på om det är ett landsbygdsnät eller ett stadsnät som är aktuellt. Med stadsnät avses här ett nät med många kunder per nätstation och ledningsdel, kortare ledningar och större (avseende effektkapacitet) transformatorer och kraftigare ledningar. Med landsbygdsnät avses nät med färre kunder per nätstation och ledningsdel, längre ledningar, mindre transformatorer och klenare ledningar. Ett stadsnät har generellt fler omkopplingsmöjligheter (från en radiell matningsväg till en annan radiell matningsväg) då sådana nät ofta sitter ihop i flera punkter som utgörs av öppna kopplingsapparater så som brytare eller frånskiljare. Ett stadsnät är därmed mindre känsligt och har fler och bättre reservmatningsmöjligheter än ett landsbygdsnät som inte sällan består av endast en enda matningsmöjlighet i nätets mest perifera delar.

## 2.2 Överföringsbegränsningar

I detta avsnitt definieras hur begreppet överföringsbegränsningar använts inom denna rapport och några exempel av överföringsbegränsningar på både transmissions- och distributionsnivå ges.

### 2.2.1 Definition

I denna rapport definieras överföringsbegränsningar på följande sätt:

Överföringsbegränsningar innebär att det inte finns tillräcklig kapacitet i kraftsystemet för att transportera el från var den produceras (eller förväntas produceras) till var den förbrukas (eller förväntas förbrukas) utan att överskrida termiska gränsvärden för ledningar och apparater eller gränsvärden för systemstabilitet (såsom spännings- och rotorvinkelstabilitet).

Överföringsbegränsningar är geografiskt lokaliserade till enskilda ledningar, till grupper av ledningar (så kallade snitt eller överföringskorridorer) eller till olika utrustningar i stationer. De inträffar när effektflödet på dessa ledningar, snitt eller utrustningar överskrider effektgränser (ofta uttryckta i enheten MW), eller när begränsande faktorer skapar andra typer av elektriska problem så som exempelvis spänningsvariationer.

För ledningar motsvarar effektgränser en termisk gräns för ledningen eller för anslutande apparater (exempelvis strömtransformatorer, brytare eller frånskiljare). För snitt kan effektgränser även motsvara systemstabilitetsgränser. Effektgränsen för snittet ("snittgränsen") måste i så fall räknas fram med hjälp av kraftsystemsimuleringar och motsvarar då den största möjliga effektöverföringen som ett snitt kan klara av utan att

systemstabilitetsgränser överskrids. Definitionen av överföringsbegränsningar ovan är starkt förknippad till driftsäkerhet, se avsnitt 2.3.

Denna definition kan tillämpas såväl på transmissionsnivå som på distributionsnivå och stämmer överens med definitionen av fysiska överbelastningar i EU-kommissionens förordning om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning<sup>2</sup>: "CACM-förordning"<sup>3</sup> - *Alla nätsituationer där prognostiserade eller verkliga energiflöden bryter mot de termiska gränsvärdena för linjesegment i nätet och gränsvärden för spännings- eller fasvinkelstabilitet i elkraftsystemet.*"

Viktigt att poängtera är att man kan prata om antingen prognostiserade eller faktiska överföringsbegränsningar beroende på om de identifieras i planeringsskedet, innan drifttimmen, eller uppstår under själva drifttimmen. På motsvarande sätt kan överföringsbegränsningar hanteras med förebyggande åtgärder (för att undvika att prognostiserade överföringsbegränsningar faktiskt inträffar) och korrigerande åtgärder (för att avhjälpa uppkomna överföringsbegränsningar).

I transmissionsnätsammanhanget syftar "överföringsbegränsningar" ofta på vad som definieras i CACM-förordningen som marknadsrelaterade överföringsbegränsningar, det vill säga *"en situation där det ekonomiska överskottet av gemensam dagen före- eller intradagskoppling har begränsats av kapaciteten mellan elområden och av tilldelningsbegränsningar"*. Det är dock viktigt att komma ihåg att begreppet "överföringsbegränsningar" på transmissionsnivå är mycket bredare än så och kan till exempel tillämpas på prognostiserade överföringsbegränsningar som hanteras på annat sätt än med handelskapacitetsbegränsningar eller på fysiska överföringsbegränsningar som uppstår i drifttimmen på grund av oförutsedda händelser.

En annan viktig aspekt är att en viss ledning, eller snitt, kan få olika effektgränser beroende på var på tidslinjen från planeringen till driften man befinner sig. Detta illustreras i nästa avsnitt.

## 2.2.2 Exempel på överföringsbegränsning på transmissionsnivå

I Figur 3 återges tre exempel på hur effektgränsen för en viss överföringsbegränsning kan variera mellan driftplanering en dag innan drift (D-1) och vid drifttimmen (Timme T) under dagen för drift på grund av olika faktorer.

<sup>2</sup> KOMMISSIONENS FÖRORDNING (EU) 2015/ 1222 - av den 24 juli 2015 - om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/?uri=CELEX:32015R1222>

<sup>3</sup> Från engelska *Capacity Allocation and Congestion Management*



tidpunkter. Denna tidslinje är därför viktig att ha med sig vid analys av överföringsbegränsningar.

### 2.2.3 Exempel på överföringsbegränsning på distributionsnätets nivå

Termiska begränsningar är också den vanligaste anledningen till begränsningar i regionnät, medan det för lokalnät varierar mellan de olika delarna av nätet. För stationer och mellanspänningsnätet är det liksom för regionnätet termiska begränsningar som oftast är avgörande, medan det för lågspänningsnätet tenderar att vara vanligare med spänningsproblematik som följd av överföringsbegränsningar, även om termiska begränsningar även förekommer i dessa nät. För region- och lokalnätets företag påverkar även överföringsbegränsningar i överliggande elnät (transmissionsnätet för regionnätets bolag och transmissionsnät- och regionnäten för lokalnätets bolag). Som en konsekvens av begränsning i det överliggande nätet kan nätföretag uppleva att de inte kan genomföra nyanslutningar i eget nät eller tillåta abonnemangshöjningar för vare sig inmatning eller uttag.

## 2.3 Driftsäkerhet

Systemoperatören har ansvaret att upprätthålla driftsäkerheten i drifttimmen. Begreppet "driftsäkerhet" definieras i EU-kommissionens förordning om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem<sup>5</sup> ("SO-förordningen" eller "System Operations Guidelines"). Svenska kraftnät sammanfattar denna definition i sin rapport om "Mål för driftsäkerhet" på följande sätt<sup>6</sup>:

"Begreppet driftsäkerhet finns definierat i SO och innebär överföringssystemets förmåga att bibehålla normaldrifttillståndet eller återvända till normaldrifttillståndet så snart som möjligt. Att bibehålla normaldrifttillståndet innebär att överföringssystemet befinner sig innanför driftsäkerhetsgränserna i N-situationen, d.v.s. i den situation där inget överföringselement är otillgängligt på grund av en oförutsedd händelse, och att det klarar av en störning utan att gränserna för driftsäkerhet överträds med hänsyn taget till tillgängliga stödtjänster och avhjälpan åtgärder."

Normaldrifttillståndet som definitionen syftar på är ett av fem systemdrifttillstånd definierade i SO och illustreras i Figur 4.

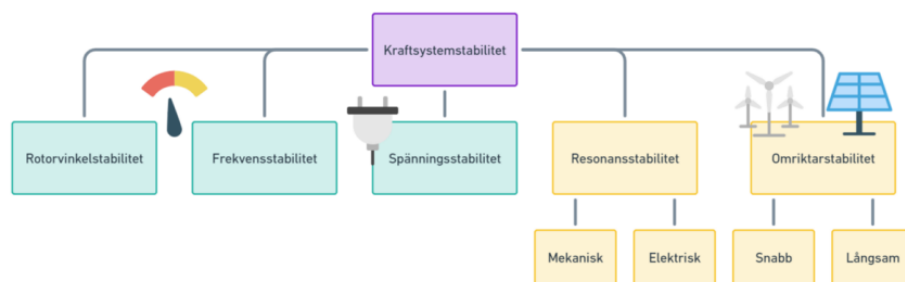
<sup>5</sup> KOMMISSIONENS FÖRORDNING (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem.

<sup>6</sup> Svenska kraftnät, "Mål för driftsäkerhet", november 2022.

Normal-drifttillstånd	Skärpt drifttillstånd	Nöddrifttillstånd	Nätsammanbrott	Återuppbyggnadstillstånd
Inom driftsäkerhetsgränser	Inom driftsäkerhetsgränser	Utom någon driftsäkerhetsgräns	Minst 50 % förbrukning fränkopplad	Har varit i nätsammanbrott
Åtgärder tillräckliga Klarar N-1	Åtgärder otillräckliga N-1 klaras ej	Aktiverat systemskyddsplan	Spänningslöst 3 minuter i kontrollområdet	Aktiverat återbyggnadsplan

Figur 4: Definition av systemdrifttillstånden<sup>7</sup>.

I SO ingår spänningsgränser för anslutningspunkter och termiska gränser för ledningar och apparater i driftsäkerhetsgränserna. Utöver dem finns även dynamiska gränser kopplade till olika typer av kraftsystemstabilitet, se Figur 5.



Figur 5: Olika typer av kraftsystemstabilitet<sup>8</sup>.

Termiska gränser och stabilitetsgränser omräknade till snittgränser i MW utgör överföringsgränser som används för att upprätthålla driftsäkerhetsgränserna. Det är viktigt att poängtera att dessa termiska gränser och snittgränser ofta är en representation av riktiga driftsäkerhetsgränser. Till exempel kan en snittgräns representera den maximala snittöverföringen i MW för att upprätthålla driftsäkerhetsgränser för spänning. En termisk gräns uttryckt i effekt (MW) är en representation för en termisk gräns i ström (Ampere).

Överföringsbegränsningar uppstår när faktiska (eller prognostiserade) effektlöden överskrider ett gränsvärde som representerar en termisk gräns eller en systemstabilitetsgräns, se definitionen av överföringsbegränsningar i avsnitt 2.2.1. Enligt SO måste alla överföringsbegränsningar som innebär att systemdrifttillståndet hamnar utanför normaldrifttillståndet hanteras för att upprätthålla driftsäkerheten.

<sup>7</sup> Svenska kraftnät, Mål för driftsäkerhet (2022), <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/redovisning-av-regeringsuppdrag-mal-for-driftsakerhet.pdf>, hämtad januari 2024

<sup>8</sup> Svenska kraftnät, Stärka försörjningstryggheten – deluppdrag 3 (2023), <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/rapport---starka-forsorjningstryggheten---deluppdrag-3---1.0.pdf>, hämtad december 2023.



Noteras bör att driftsäkerhetsgränser som begrepp är bredare än de effektgränser som definierar överföringsbegränsningar. Enbart driftsäkerhetsgränser som är (eller omräknas som) effektgränser kan ge upphov till överföringsbegränsningar. Till exempel kan driftsäkerhetsgränser för spänningsstabilitet räknas om som effektgränser på vissa snitt medan driftsäkerhetsgränser för frekvensstabilitet inte kan uttryckas som effektgräns på en ledning eller snitt.

Svenska kraftnät har i dagsläget en driftsäkerhetsprincip som baseras på att kraftsystemet ska kunna klara av att hantera vissa fel eller störningar utan att leveranserna av el uteblir. Dessa fel och störningar baseras på Svenska kraftnäts erfarenhet av vad och med vilken sannolikhet olika händelser kan inträffa.

Driftsäkerhetsprincipen styr alltså hur "hårt" kraftsystemet kan tillåtas belastas, vilket är ekvivalent med hur stor överföring som kan tillåtas utan att öka risken för att ett fel leder till omfattande avbrott. Överföringsförmågan i transmissionsnätet kan därför variera med flera parametrar, exempelvis planerade (eller oplanerade) avbrott eller olika flöden i systemet. Svenska kraftnät kan därför komma att behöva begränsa överföringen över ett (eller flera) snitt med hänsyn taget till driftsäkerhet.

Region- och lokalnät arbetar ofta med principen N-1. Detta kriterium innebär att det aktuella elnätet med endast någon eller några få omkopplingar ska återfå driften inom en kort tidsperiod när en enskild komponent fallerar. I ett maskat nät beror det på vilken sorts komponent i nätet som fallerar huruvida det övriga nätet kan vara i drift utan avbrott eller ej. Inträffar felet på en ledning, och om det finns en väl strukturerad felbortkopplingsplan (så kallad selektivplan), så ska övrigt nät inte drabbas av avbrott. Men om det är en komponent i en station som fallerar, exempelvis en brytare, så är risken stor att även angränsande delar av det aktuella elnätet kan drabbas av avbrott. För ett radiellt elnät, som mellanspänningsnätet, så drabbas hela den radial som matar den felbehäftade komponenten av avbrott. Dock strävar man efter att kunna sektionera bort felstället, det vill säga öppna och sluta olika kopplingsapparater i aktuellt elnät. Denna process eftersträvas vara en kortare period (upp till några timmar) och därefter ska det övriga nätet vara möjligt att ta i drift igen. Distributionsnäten är ofta planerade för att klara av ett sådant N-1-scenario, och det innebär att överföringsbegränsningar även vid sådana reservdriftfall är viktiga att känna till och ta hänsyn till i ett planeringsstadium för distributionsnätföretagen. Driftfall som används vid en N-1-situation är vanligtvis sämre dimensionerade varför det generellt är vanligare med överföringsbegränsningar vid sådana driftläggningar.

## 3 Resultat & Analys

Efter introduktion och teoribakgrund om överföringsbegränsningar följer i detta kapitel de resultat och den analys som är baserad på litteraturstudier, intervjuer med nätföretag en enkätstudie samt Swecos egen expertis inom området.

Att överföringsbegränsningar uppstår i det svenska kraftsystemet är enligt förväntan. Om det aldrig skulle finnas situationer då begränsningar uppstår skulle Sverige i praktiken ha ett kraftsystem som är överdimensionerat och det vore inte samhällsekonomiskt försvarbart.

Överföringsbegränsningar uppstår i ledningar, apparater eller snitt där effektflödet, eller det förväntade effektflödet, överskrider det termiska gränsvärdet eller gränsvärdet för systemstabilitet. Nya överföringsbegränsningar kan därför uppstå på grund av antingen ökade eller ändrade effektflöden eller minskade gränsvärden.

Gränsvärden för termiska gränser och systemstabilitetsgränser påverkas av flera faktorer såsom utomhustemperaturer (för temperaturberoende ledningsgränser), pågående planerade eller oplanerade avbrott i elnätet eller på grund av revision av hos stora produktionsanläggningar (som till exempel kan sänka ett snitts överföringsförmåga på grund av minskad spänningshållningsförmåga).

Det finns flera anledningar till att ökade effektflöden i transmissionsnätet uppstår och ofta uppstår nya överföringsbegränsningar på grund av en kombination av fler faktorer, exempelvis när

- efterfrågan ökar (till exempel säsongvis under vinterperioden eller på längre sikt till följd av elektrifiering inom industri- och transportsektorn).
- produktionen minskar i ett område och behöver ersättas av överförd effekt från ett annat område, kan både vara inom samma eller från överliggande spänningsnivå (till exempel vid nedläggning av stora produktionsanläggningar).
- nya produktionsanläggningar byggs och ansluts till elnätet i områden där elproduktionen redan är tillräcklig för att täcka lokalt och regionalt behov (gäller särskilt produktion med mycket lågt marginalpris, såsom solkraft och vindkraft, som producerar oavsett elpris).
- nya utlandsförbindelser byggs, vilket typiskt brukar öka exporten från det svenska kraftsystemet eftersom Sverige med sin stora andel av vattenkraftsproduktion är ett land där el produceras till låg marginalkostnad jämfört med kontinentala Europa där gas, olja och delvis kol fortfarande är de dominerade kraftslagen.

För distributionsnät varierar orsakerna till överföringsbegränsningar mellan de olika gränssnitten. För de olika nivåerna av elnät (region-, mellan-, och lågspänningsnät) utgörs överföringsbegränsningarna av de olika ledningarnas kapacitet i förhållande till behovet. För stationsgränssnitten är det oftast transformatorerna som utgör överföringsbegränsningarna, men det kan också vara andra apparater eller utrustning så som exempelvis slackar, mättransformatorer, genomföringar, brytare, frånskiljare etcetera som utgör begränsningen.

För distributionsnätet yttrar sig överföringsbegränsningarna främst som termiska begränsningar förutom för lågspänningsnätet där problem med spänningsnivåerna är mer vanligt än den termiskt begränsande problematiken. Detta gäller speciellt lågspänningsnät på landsbygd.

## 3.1 Förekomst av överföringsbegränsningar

I detta avsnitt analyseras förekomsten av överföringsbegränsningar i olika delar av det svenska kraftsystemet och berör även övergripande hur dessa hanteras. Först, sammanställs statistik om överföringsförmågan mellan svenska elområden. Sedan analyseras hur ofta den begränsade överföringsförmågan leder till marknadsrelaterade överföringsbegränsningar. Därefter analyseras förekomst av överföringsbegränsningar i transmissionsnätet internt i elområden och hur detta skiljer sig från överföringsbegränsningar mellan elområden. Slutligen analyseras förekomst av överföringsbegränsningar i lägre spänningsnivåer.

### 3.1.1 Transmissionsnät mellan elområden (handelskapacitet)

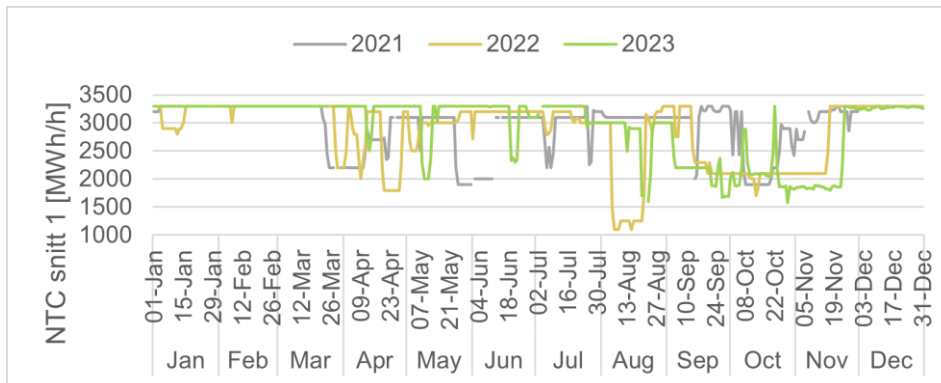
Överföringsbegränsningar som uppstår mellan elområden hanteras i första hand med avhjälpande åtgärder i driftskedet. Resterande överföringsbegränsningar hanteras med kapacitetsbegränsningar till dagen före- och intradagmarknaderna. Syftet med detta är att minska marknadspåverkan av dessa överföringsbegränsningar.

I Figur 6, Figur 7 och Figur 8 nedan återges utvecklingen av handelskapacitet till dagen före-marknaden på de interna svenska snitten de senaste tre åren. Påverkan av dessa kapaciteter på elmarknaden i form av prisskillnader redovisas i nästa avsnitt.

Förändringar av maximal handelskapacitet på alla snitt beror till största del på avbrott i nätet som sänker överföringsförmågan. Dessa avbrott planeras i tid för att minska marknadspåverkan. Generellt kan sägas att belastningen på transmissionsnätet är lägre under perioden april - oktober eftersom elanvändningen är lägre på grund av högre temperaturer och därför planeras om möjligt de flesta avbrott in under denna period.

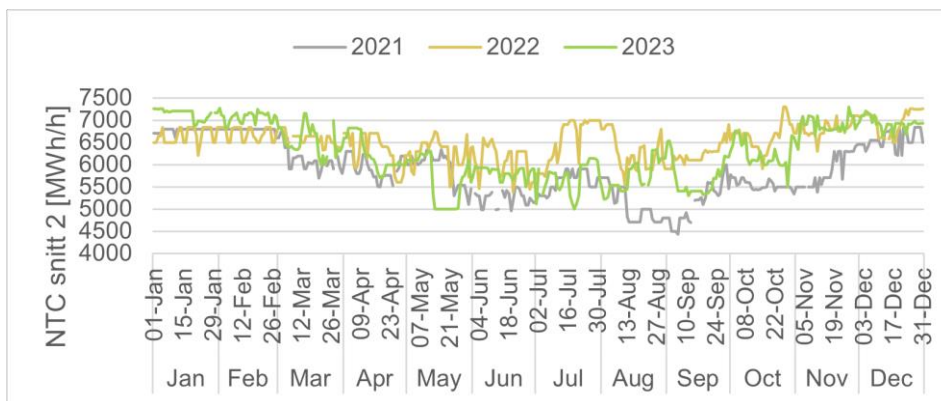
Utöver avbrott i nätet påverkas framför allt snitt 2 av revision i kärnkraften. Snitt 2 kan då behöva begränsas under sin teoretiska maximala termiska gräns på grund av spänningsstabilitet. En alltför stor överföring genom snitt 2 skulle under vissa förutsättningar kunna leda till en systemomfattande spänningskollaps vid bortfall av en ledning eller stor produktionsenhet. Spänningskollapsgränsen för snitt 2 varierar kontinuerligt beroende på rådande förutsättningar i kraftsystemet. Antalet kärnkraftreaktorer i drift är en starkt bidragande faktor till spänningsstabilitet. Därmed kan en överföringsbegränsning uppenbara sig på snitt 2 vid revision av kärnkraften. I

detta fall behöver inte effektflödet genom snitt 2 ha förändrats utan det är själva gränsvärdet som har minskat och en överföringsbegränsning uppstår.



Figur 6: Maximal handelskapacitet på snitt 1 (dygnsmedelvärden)

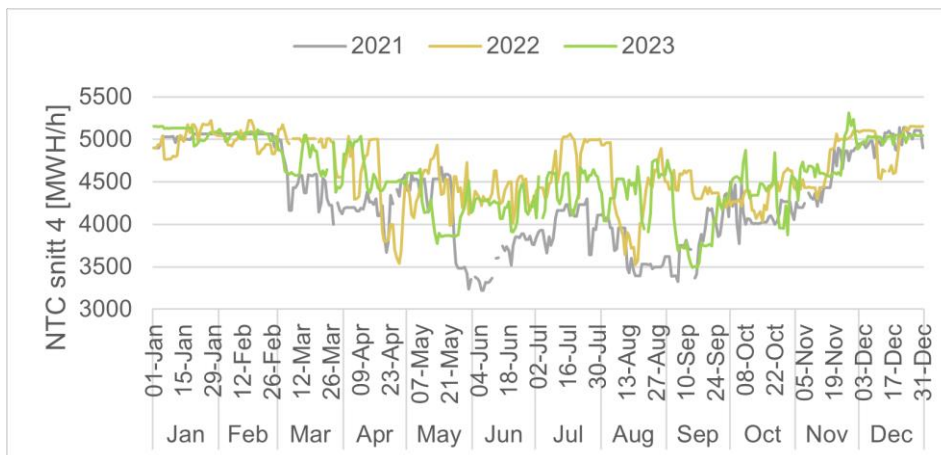
På snitt 1 ändras maximal handelskapaciteten mer stegvis än på de andra snitten. Detta beror på att maximal handelskapacitet på snitt 1 beror nästan helt och hållet på avbrott. På snitt 2 och snitt 4 beror maximal handelskapacitet även på rådande förutsättningar såsom temperaturer, väst-östligt flöde och norrgående flöde på västkustsnittet<sup>9</sup>. Dessa faktorer gör att kapaciteterna på snitt 2 och 4 ändras mer kontinuerligt än på snitt 1.



Figur 7: Maximal handelskapacitet på snitt 2 (dygnsmedelvärden).

För snitt 2 och 4 visas tydligt att maximal handelskapacitet minskar från vintern till sommaren för att sedan öka igen på hösten och mot vintern, oavsett år. Detta beror dels på avbrottsplaneringen, dels på ovannämnda faktorer som sänker överföringsförmågan på sommaren på grund av till exempel ökade temperaturer och därmed minskade termiska gränser.

<sup>9</sup> Energinet, Fingrid, Statnett, Svenska kraftnät (2020) PRINCIPLES FOR DETERMINING THE TRANSFER CAPACITIES IN THE NORDIC POWER MARKET, [https://www.nordpoolgroup.com/4aad73/globalassets/download-center/tso/principles-for-determining-the-transfer-capacities\\_2020-09-22.pdf](https://www.nordpoolgroup.com/4aad73/globalassets/download-center/tso/principles-for-determining-the-transfer-capacities_2020-09-22.pdf), hämtad mars 2023.



Figur 8: Maximal handelskapacitet på snitt 4 (dygnsmedelvärden).

Utöver denna genom åren gemensamma trend finns det skillnader i överföringskapaciteter från år till år som oftast beror på avbrott i nätet.

Till exempel var det avbrott på ledningen mellan Norrtjärn och Hjalta från 6 augusti 2022 till 21 augusti 2022<sup>10</sup>, vilket sänkte snitt 1-kapaciteten ner till 1100 MW (se dipp i den orangea linjen i augusti 2022 i Figur 6).

Ett annat exempel är avbrottet på ledningarna Ekhyddan – Alvesta och Alvesta – Hemsjö från 23 maj 2021 till 6 juni 2021<sup>11</sup> som sänkte snitt 4-kapaciteten ner till 3200 MW (se dipp i den gråa linjen i slutet på maj 2021 i Figur 8).

Om begränsad överföringsförmåga på ett snitt faktiskt resulterar i en marknadsrelaterad överföringsbegränsning (med prisskillnader som följd) eller i en fysisk överbelastning beror på efterfrågan på kapacitet över detta snitt antingen i elmarknaden eller i själva leveranstimmen. Till exempel resulterar kapacitetsbegränsningar inte i en marknadsrelaterad överföringsbegränsning om marknaden efterfrågar mindre handelskapacitet än den begränsade kapaciteten. Prisskillnader på elmarknaden analyseras i nästa avsnitt.

### 3.1.2 Marknadsrelaterade begränsningar

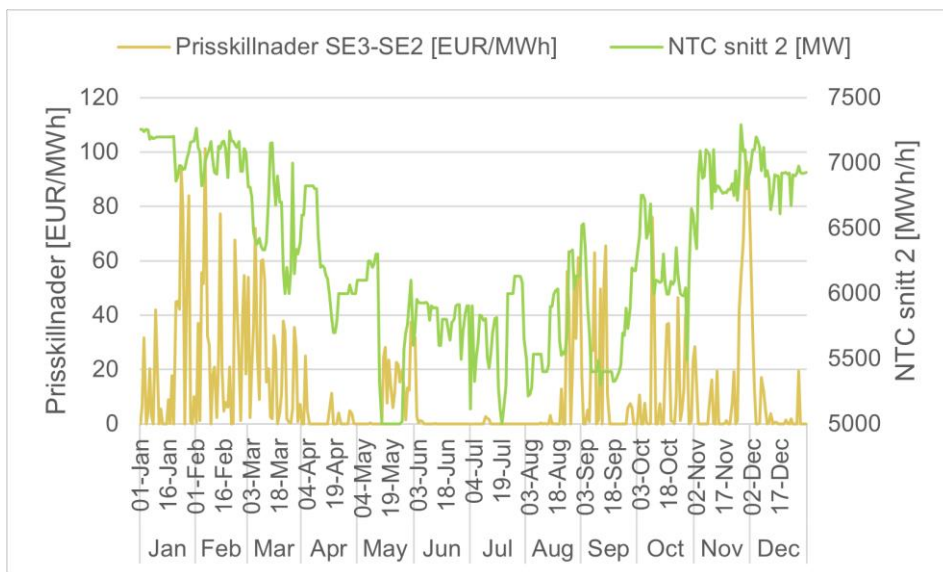
Det finns en skillnad mellan fysiska och marknadsrelaterade överföringsbegränsningar. Definitionen av överföringsbegränsningar i denna rapport är kopplad till tillräcklig kapacitet i kraftsystemet för att motsvara efterfrågan på att transportera el. Dessa geografiskt lokaliserade begränsningar påverkar handelskapaciteten mellan områden. Detta kan orsaka marknadsrelaterade begränsningar med prisskillnader mellan elområden som följd. Marknadsrelaterade begränsningar beror även på andra faktorer så som efterfrågan på el.

I Figur 9 återges den maximala handelskapaciteten för snitt 2 (till dagen före-marknaden) och prisskillnader mellan elområde 2 och elområde 3 under 2023. Som redan nämnts i förra avsnittet är snittkapaciteten högst under vintern och lägst under sommaren.

<sup>10</sup> NUCS (2022), <https://www.nucs.net/>, information hämtad januari 2024

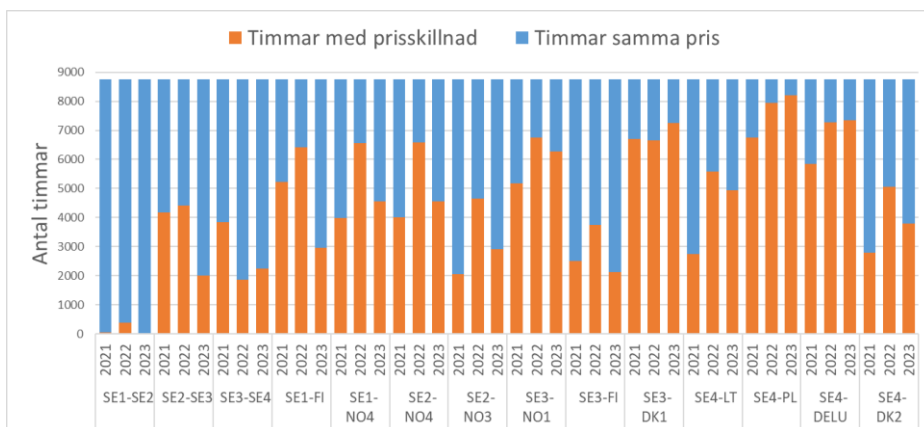
<sup>11</sup> NUCS (2021), <https://www.nucs.net/>, information hämtad januari 2024

Trots detta visas att prisskillnaderna är som högst på vintern och lägst på sommaren, det vill säga att de högre kapacitetsbegränsningarna på sommaren resulterar i färre och mindre marknadsrelaterade överföringsbegränsningar. Detta beror på att efterfrågan på handelskapacitet är störst på vintern när elefterfrågan är som högst. Svenska kraftnät planerar därmed in avbrott med påverkan på handelskapaciteter på sommaren för att undvika ännu högre prisskillnader på vintern.



Figur 9: Prisskillnader mellan elområde 2 och elområde 3 samt maximal handelskapacitet på snitt 2 under 2023 (dygnsmedelvärden).

Figur 10 återger antalet timmar med och utan prisskillnader i dagen före-marknaden mellan elområden inom Sverige och till utlandet.



Figur 10: Antalet timmar med prisskillnad och samma pris mellan elområden på dagen före-marknaden (SEK/MWh).

I de flesta fall var antalet timmar med marknadsrelaterade överföringsbegränsningar högst år 2022. Detta år var priserna på dagen före-

marknaden ovanligt höga på grund av rådande förutsättningar i världen. Denna högprissnivå började i slutet på 2021 och dämpades så småningom under 2023. Som förklarar ovan beror denna utveckling av prisskillnader inte nödvändigtvis på själva överföringsförmågan i nätet utan på andra faktorer såsom höga elproduktionskostnader utanför Norden med högre efterfrågan på billigare nordisk elproduktion som följd. Mellan vissa elområden var antalet timmar med marknadsrelaterade överföringsbegränsningar högst 2023, till exempel mellan elområde 3 och DK1, elområde 4 och Polen, samt elområde 4 och Tyskland. Dessa hade dock redan 2021 och 2022 ett högt antal timmar med prisskillnader och återspeglar den allmänna efterfrågan av export mot dessa länder.

### 3.1.3 Transmissionsnät inom elområden

Den svenska elområdesindelningen ska spegla de strukturella överföringsbegränsningar som finns i transmissionsnätet och i teorin så borde transmissionsnätet inom elområden inte vara begränsande. I praktiken uppkommer dock överföringsbegränsningar inom elområden. Dessa är dock mer varierande och påverkas av aktuellt driftläge, framför allt av pågående avbrott i nätet. Om överföringsbegränsningar inom elområde är geografiskt stabila över tid och ofta uppkommer under normala förhållanden finns det anledning att se över den befintliga elområdesindelningen, alternativt att vidta åtgärder som exempelvis nätförstärkningar eller nätoptimering. I driften av transmissionsnätet kan det beroende på belastning och aktuella flöden i elnätet uppstå överföringsbegränsningar inom elområden som måste hanteras. Exempel på sådan driftlägen där interna överföringsbegränsningar uppstår och behöver hanteras är:

#### Öst-västliga flöden

Nya utlandsförbindelser mellan Norge och Tyskland, Norge och Storbritannien samt mellan Danmark och Tyskland har ökat exportbehovet västerut från Sverige. Samtidigt har nedläggningen av Ringhals 1 och 2 sänkt produktionskapaciteten i västra Sverige. Slutligen har den nya kärnkraftreaktorn Olkiluoto 3 sänkt Finlands importbehov från östra Sverige (och till och med ibland vänt flödena från Finland till att vara exportflöden från Finland). Alla dessa faktorer tillsammans har skapat nya effektflöden från östra Sverige till västra Sverige genom elområde 3, vilket kan överbelasta ledningar och apparater i elområde 3, vars transmissionsnät historiskt inte är byggt och dimensionerat för att hantera denna typ av flöde. I detta fall uppenbarade sig därför en ny överföringsbegränsning på grund av förändrade effektflöden<sup>12</sup>.

#### Kapacitetsbrist i vissa städer och regioner

Urbanisering, nedläggning av lokal elproduktionskapacitet, nya industrietableringar, elektrifieringen av befintlig industri och etableringar av datacenter har lett eller kan komma att leda till kapacitetsbrister i flera städer och regioner såsom Uppsala, Stockholm och Västkusten<sup>13</sup>. I många fall uppstår överföringsbegränsningar på grund av bristande kapacitet i transmissionsnätet, vilket gör att Svenska kraftnät avslagit regionnätsägares begäran om utökat

<sup>12</sup> Svenska Kraftnät (2021), <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2021/nya-elfloden-i-ost-vastlig-riktning-utmanar-elnatet/>, hämtad januari 2024

<sup>13</sup> Sweco, Kartläggning av hur planerade nätinvesteringar avhjälper kapacitetsbrist i elnätet (2020), hämtad januari 2024.

abonnemang i vissa punkter. I detta fall är det ökade effektflöden (ökat behov) som ger upphov till överföringsbegränsningar.

### Justerande uppreglering eller nedreglering av elproduktion på grund av överföringsbegränsningar inom elområden

Under 2022 var 85 % (motsvarande 17 GWh) av den omdirigering som genomfördes för att avhjälpa begränsningar i överföring uppreglering av effekt och endast 15% (motsvarande 3 GWh) nedreglering av effekt. Behovet av omdirigering i form av uppreglering är idag betydligt större än behovet av nedreglering. Svenska kraftnät tror att behovet av nedreglering kommer att öka framöver i takt att andelen vindkraftsproduktion ökar i Sverige<sup>14</sup>.

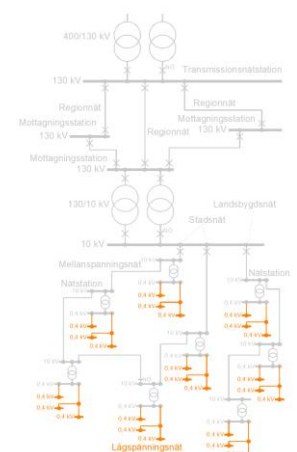
### 3.1.4 Distributionsnät (lokal- och regionnät)

Nedan sammanställs den sammanvägda bilden av förekomsten av överföringsbegränsningar i distributionsnätet. Swecos uppfattning från intervjuer och enkäter är att överföringsbegränsningar existerar inom alla gränssnitt i näten, men utmaningarna att hantera dem blir större högre upp i nätstrukturen. Det är alltså vanligare att nätföretagen upplever en begränsning i att utöka sina abonnemang mot överliggande nät, än att serviser (anslutningsledningen till en kund) och kabelskåp skulle utgöra en upplevd begränsning, även om det senare är vanligt förekommande. Det upplevda problemet för nätföretagen beror till stor del på hur lång tid det tar att avhjälpa en överföringsbegränsning. Om en begränsning uppkommer i serviserna kan nätföretagen relativt enkelt åtgärda detta med hjälp av att bygga ut och dimensionera nätet, vilket ofta kan åtgärdas på 1–3 månader. Uppstår det begränsningar högre upp i nätet är ledtiderna betydligt längre, vilket i sig gör att problemen blir mer framträdande och det upplevs som mer begränsande av nätföretagen. Generellt sett beror de långa ledtiderna på bygglovsprocesser, koncessionsansökningar och leveranstider för utrustning och då framför allt transformatorer. Detta beskrivs mer ingående i avsnitt 3.3.6.

En fråga som bevisats svår att besvara är hur stor del de olika gränssnitten som bedöms vara drabbade av överföringsbegränsningar. Detta varierar stort mellan de olika tillfrågade elnätsbolagen, och i många fall har de själva svårt att bedöma det. Lite enklare blir det om man jämför graden av problematik med överföringsbegränsningar mellan de olika gränssnitten för respektive elnätsbolag enligt resonemang i ovanstående stycke. Generellt upplever då elnätsbolagen en ökad problematik med ökad spänningsnivå.

### Gränssnitt lågspänningsnät, LSP

De intervjuade elnätsbolagen upplevde att lågspänningsnätet utgör en flaskhals, och då framför allt på landsbygden. I detta gränssnitt är det ofta en problematik med spänningsvariationer från solceller som utgör överföringsbegränsningen, eller också hemmaladdning för elbilar. Problematiken med spänningsvariationer är ett ökande problem i takt med att andelen småskalig solkraft ökar. Men redan i nuläget uppgav flera tillfrågade elnätsbolag att det ett aktuellt förkommande problem för landsbygdensdistribution. Elnätsbolagen var dock överens om att det oftast är ganska enkelt att åtgärda detta (ledtider för att åtgärda serviser uppskattas till 1–3 månader enligt ovan) vilket gör att det inte är ett så stort problem. De elnätsbolag som har elnät i områden med krävande geografi, som skärgård och fjäll, uppgav att sådan



<sup>14</sup> Svenska kraftnät, "Omdirigering 2022", juni 2023.



geografi ökar problematiken. Några elnätsbolag med stadsnät påpekade att fjärrvärme är en avgörande faktor för att problemet är hanterbart i dagsläget. Visserligen hade sannolikt elnätet dimensionerats därefter om fjärrvärmen inte byggts ut, men till vilken grad och hur hårt ansatt elnätet varit utan fjärrvärmeutbyggnaden går inte att svara på. Det man kan konstatera är att om fjärrvärmen minskar så skapar det problem för det befintliga elnätet gällande överföringsbegränsningar. Detta på grund av att alternativet ofta är värmepumpar med förhållandevis högt effektbehov vid de kallaste temperaturerna som då bidrar till att höja lasten i nätet.

### Gränssnitt nätstationer

Nätstationerna har generellt utrustning som är dimensionerad med mer marginal gällande termisk kapacitet än stora delar av LSP-nätet, på grund av att nätstationen matar ett LSP-nät med flera abonnenter och på så sätt måste kunna bemöta förändringar hos många anslutningar, medan LSP-nätets respektive delar matar en mindre mängd anslutningar som kan variera. Denna större marginal mot termiska överföringsbegränsningar i kombination med fjärrvärme i stadsnäten gör att distributionsnätsbolagen inte anser att nätstationerna är en lika stor flaskhals idag med avseende just på överföringsbegränsningar. Gränssnittet upplevs dock som ett större problem än LSP-nätet då det tar längre tid att åtgärda eventuella begränsningar, på grund av långa leveranstider (framför allt av transformatorer) och bygglovsprocesser. Ledtider på upp till ett år förekommer för sådana åtgärder, även om det vanligtvis går något snabbare än så. Dessa ledtider är därmed betydligt längre för nätstationer än för LSP-nätet rent generellt. Snabbladdare i form av större laddstationer (i storleksordningen 1 MW) kan här vara ett stort problem i de fall nätföretagen äger nätstationen själva då det i sådana fall nästan alltid behöver byggas en ny station för att tillgodose behovet. Och därmed uppstår risken, som för övriga nätstationsåtgärder, med långa ledtider på grund av leveranstider och bygglovsprocesser.

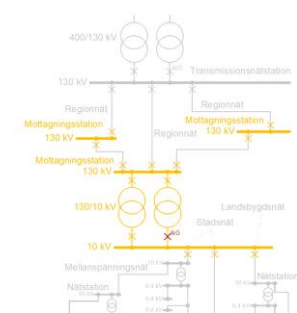
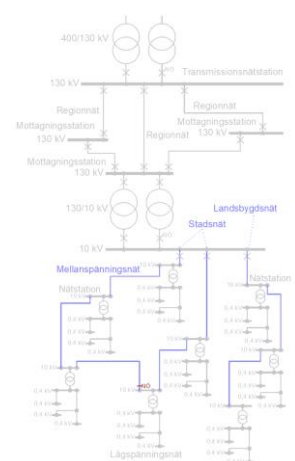
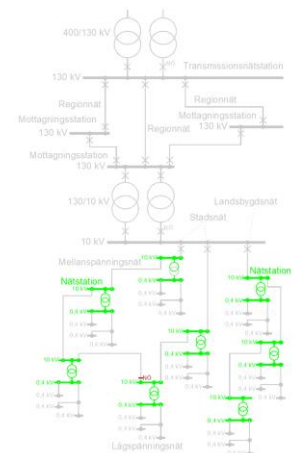
### Gränssnitt mellanspänningsnät

Förekomsten av faktiska överföringsbegränsningar i mellanspänningsnätet är färre till antalet, men det är svårare att bygga bort problemet när det väl uppstår. Överföringsbegränsningen blir ofta problematisk vid reservdriftsfall. Sweco uppfattar en betydande mängd anslutningsförfrågningar som inte realiserar på grund av en för hög anslutningskostnad, vilket i sig beror på att kraftiga nätförstärkningar krävs vid större effekter. Detta är vanligt vid exempelvis förfrågningar gällande batterilager, solkraftsparker och större laddstationer.

En annan begynnande utmaning på lokalnätets nivå, men som även är aktuell för de båda ovan nämnda gränssnitten lågspänningsnät och nätstationer, är de relativt nya mönster för last- och produktionsprofiler som uppkommer med en ökad andel lokal solkraftproduktion på kommersiella och privata fastigheter. Produktion från solceller är ofta hög när konsumtionen är låg och eftersom lokalnätet generellt är dimensionerat utifrån en viss sammanlagringseffekt i elanvändning hos konsumenterna medför samtida elproduktion från solceller potentiellt en högre belastning på elnätet än vad det är dimensionerat för, även om kapaciteten i de enskilda anslutningarna till fastigheterna inte överskrider.

### Gränssnitt mottagnings- och fördelningsstationer

Detta gränssnitt är generellt en flaskhals. När elnätsföretagen upplever detta som en flaskhals kan det vara i planeringsstadiet, det vill säga att



överföringsbegränsningen förväntas inträda inom en snar framtid, inom något eller några år. Alternativt utgör det en överföringsbegränsning redan i nuläget då elnätetsföretagen sällan har kapacitet nog för att ansluta en större etablering å 10–15 MW utan att bygga ut. I båda fallen betraktar elnätetsföretagen detta gränssnitt som en flaskhals redan i dagsläget. Vanligast är att överföringsbegränsningen utgörs av en termisk begränsning, såväl nu som inom en snar framtid, där transformatorerna behöver uppgraderas med långa ledtider som följd. Detta leder i sin tur till långa ledtider vid större anslutningar och höga anslutningskostnader. Längden på dessa ledtider varierar stort beroende på om ny transformator krävs, och i så fall vilken storlek på transformator, geografiska och byggnadstekniska förutsättningar med mera, men några år från idé till idrifttagning är vanligt. Flera elnätetsföretag upplever att ca hälften av deras mottagningsstationer har någon form av överföringsproblematik enligt resonemang ovan.

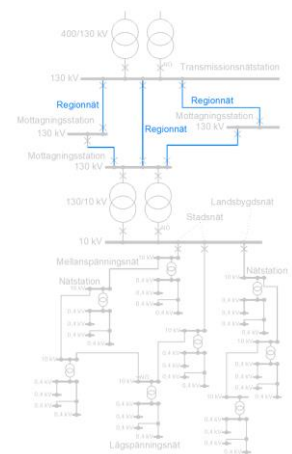
### Gränssnitt regionnät

Swecos samlade bild är att regionnätetsbolagen upplever att överföringsbegränsningar i stor utsträckning beror av begränsningar i abonnemangen till överliggande elnät. Sådana överföringsbegränsningar mot överliggande nät resulterar i svårigheter att bevilja ökat uttag i det egna nätet vilket får till följd att regionnätets- och lokalnätetsbolagen kan behöva säga nej till ökade uttag eller höjning av uttagsabonnemang från sina kunder eller att anslutningen blir beroende av de långa ledtider som råder vid förstärkning av transmissionsnätet. Dessutom är de effekter som ansluts mot regionnätet av sådan storlek att nätförstärkningar i själva regionnätet behöver göras, vilket genererar långa ledtider för koncessionsansökningar och dessutom omfattande nätutredningar från regionnätetsbolagen själva.

När det gäller regionnätetsbolagens egna elnät upplever de att de har god kontroll på vilka laster de har under hög- och låglast, och de har också kontroll på prognoser och prognostiserade lastökningar. Därmed finns viss möjlighet att bemöta förväntade överföringsbegränsningar genom att bygga efter prognoserna, eller på spekulation som det ibland benämns, och därmed förhindra uppkomsten av en överföringsbegränsning innan den blir aktuell. Större enskilda anslutningar är svårare att prognostisera och de går således inte att bemöta genom förtida utbyggnation av elnätet. En risk med att bygga efter prognoser som uppges är risken att prognosen faktiskt blir så pass felaktig att det trots upplevd bra kontroll uppstår en överföringsbegränsning på en annan plats i elnätet än den prognostiserade. Detta kan exemplifieras bero på att några större, eller flera inte lika stora, anslutningar uppstår där det inte förväntades, men även på regionnätets maskade natur, det vill säga att regionnätet normalt är ihopkopplat på flera punkter. Just att regionnätet är maskat gör att en förändring i form av exempelvis en större anslutning påverkar hela det regionnätet, det vill säga ett större geografiskt område.

De överföringsbegränsningar som existerar i de egna elnäten utgörs bland annat av enskilda komponenter, specifika ledningar exempelvis. Det kan även vara N-1-scenariet, begränsningar i anslutande station som antal fack och brist på mark, för att nämna några ytterligare faktiska begränsningar som kan vara avgörande för en specifik anslutningsförfrågan.

Generellt påtalas av regionnätetsbolagen att en begränsning som är avgörande i dagsläget är resursbristen. Detta utgör inte en överföringsbegränsning i sig, men det blir en avgörande faktor när det gäller arbetet med att hantera, planera och bemöta såväl befintliga som framtida överföringsbegränsningar. Denna



generella resursbrist gör att hanteringen av överföringsbegränsningar blir tidskrävande och att även anslutningsärenden tar lång tid att hantera vilket i sin tur leder till att en form av överföringsbegränsning uppstår.

Generellt upplevs regionnätet som flaskhals även ur lokalnätbolagens perspektiv. Det tar lång tid att få besked om abonnemangshöjning, vilket till viss del beror på att det krävs omfattande nätutredningar från regionnätbolagens på grund nätens maskade struktur. Ledtider för koncessionsansökningar är ytterligare en anledning. Lokalnätbolagen efterfrågar tydligare tidplaner från regionnätbolagen som ett sätt att få förbättrade möjligheter att hantera sina egna förfrågningar om anslutningar i elnätet.

## 3.2 Framtida utveckling av överföringsbegränsningar

De utmaningar som idag finns med överföringsbegränsningar kan förväntas förbättras på lång sikt i och med de omfattande åtgärder som just nu utvecklas och implementeras på alla spänningsnivåer (för mer information om de åtgärder som genomförs se avsnitt 3.3).

På kort sikt och i övergångsperioden från var kraftsystemet befinner sig idag till dess att åtgärder genomförts är Swecos samlade bild att de utmaningar som idag finns med överföringsbegränsningar kommer att öka eller bestå. Kraftsystemet är dock dynamiskt och även om dagens utmaningar åtgärdas kan det komma att uppstå nya överbelastningsutmaningar i andra delar av kraftsystemet i takt med anslutning av ny elproduktion och elanvändning och även det omvända med nedläggning av befintlig elproduktion vilket kan ge upphov till nya flödesmönster i kraftsystemet.

### 3.2.1 Transmissionsnät

Utmaningar med överföringsbegränsningar som Svenska kraftnät på kort sikt ser kommer att öka framöver är framför allt utmaningar kopplat till öst-västliga flöden och svårigheter att tillräckligt snabbt tillgodose kunders önskan om ökat uttag eller inmatning till/från transmissionsnätet. Just nu uppgår ansökningar om ökat uttag från transmissionsnätet för perioden 2024–2033 till totalt 17 800 MW vilket kan jämföras med effektförbrukningen under toppplasttimmen år 2022 i Sverige som uppgick till 24 000 MW<sup>15</sup>.

På medellång och lite längre sikt ser Svenska kraftnät att i takt med att andelen volatila energikällor ökar, främst vindkraft, finns det ökat behov av att dessa energikällor kan bidra till nedreglering. Anledningen till potentiell mer framtida nedreglering av vindkraft beror på avsaknad av lagringsmöjligheter för el producerad från vindkraft vilket innebär att all el som produceras samtidigt behöver kunna matas ut på elnätet. Vid en stor andel producerad vindkraftsel i kombination med ogynnsamt driftläge så som låg el-efterfrågan kan belastningen på elnätet bli för hög och begränsning av utmatad effekt nödvändig. Det har i samband med Svenska kraftnäts rapport om omdirigering för 2022<sup>16</sup> inte gjorts någon närmare analys av hur stort det framtida behovet för

<sup>15</sup> Svenska Kraftnät, Nätutvecklingsplan 2024-2023 (2023), [https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/svk\\_natutveckling\\_2024-2033.pdf](https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/svk_natutveckling_2024-2033.pdf), hämtad januari 2024

<sup>16</sup>Svenska Kraftnät, Omdirigering (2022), [https://www.svk.se/siteassets/1\\_om-kraftsystemet/legalt-ramverk/eu-lagstiftning/elmarknadsforordningen/13.4/omdirigering-2022.pdf](https://www.svk.se/siteassets/1_om-kraftsystemet/legalt-ramverk/eu-lagstiftning/elmarknadsforordningen/13.4/omdirigering-2022.pdf), hämtad januari 2024

omdirigering i form av nedreglering av vindkraft potentiellt kan bli, men den årliga rapporten kommer vara ett verktyg för att se utvecklingen av behovet.

Det är troligt att flera av de begränsningar som finns i dagsläget även kommer att bestå de närmaste 5–10 åren eftersom det krävs nätförstärkningar för flera av utmaningarna som finns idag, sett till det ökade elbehovet. Det tar lång tid att bygga bort överföringsbegränsningar. Under intervjun uppgavs att den nya beräkningsmetoden Flowbased förväntas kunna förbättra läget i Sverige sett till överföringsbegränsningar. Flowbased förväntas vara infört i oktober 2024<sup>17</sup>. Om en eventuell ny elområdesindelning skulle ske, kommer denna tidigast vara genomförd under år 2027.

### 3.2.2 Distributionsnät (lokal- och regionnät)

Swecos samlade bild är att överföringsbegränsningarna kommer fortsätta att öka i distributionsnäten de närmsta fem åren och med största sannolikhet även efterföljande år. Nätföretagens bild är dock, precis som i nuvarande läge, att det är skillnad mellan olika gränssnitt i nätet. Anledningen till att nätföretagen tror att överföringsbegränsningarna kommer öka är för att behovet av el antas vara större och att man inte hinner bygga ut i den takt som krävs för att åtgärda begränsningarna.

#### Gränssnitt lågspänningsnät, LSP

I takt med att solceller och laddplatser vid bostadshus ökar så kommer begränsningarna i lågspänningsnätet sannolikt att fortsätta öka. Detta ses dock generellt inte som ett större problem i och med att begränsningarna är relativt lätta och snabba att åtgärda med vanlig nätutbyggnad. Flera nätföretag lyfter också fram att i takt med ökad mätning i näten (och längre ut i nätstrukturen) med hjälp av exempelvis nästa generations smarta elmätarna så kommer det sannolikt bli lättare att upptäcka och förebygga eventuella begränsningar i lågspänningsnätet. En risk som Sweco ser är att en brist på entreprenörer skulle försena byggprocesserna. Denna risk gäller alla gränssnitt i nätet.

#### Gränssnitt nätstationer

För gränssnittet nätstationer är bilden att överföringsbegränsningarna kommer att öka, mycket på grund av nya typer av laster såsom laddstationer. En ny snabbbladdningsstation utgör ofta ca 1 MW i effekt enligt nätföretagen, vilket innebär att en ny nätstation behöver byggas. Utöver större anslutningar så ser nätföretagen en framtida risk med sammanlagrad småskalig solkraft som gör att företagen kan behöva antingen uppgradera nätstationers transformatorkapacitet eller installera en extra transformator vilket innebär att en ny nätstation ofta behöver byggas. Byggandet riskerar att ta lång tid med tanke på bygglovsprocesser och leveranstider vilket tidigare nämnts i avsnitt 3.1.4. Detta medför att eventuella överföringsbegränsningar inte kan åtgärdas lika snabbt genom utbyggnad som i lågspänningsnätet.

#### Gränssnitt mellanspänningsnät, MSP

Swecos bild av mellanspänningsnätet är att överföringsbegränsningarna kommer att fortsätta och möjligen förvärras inom 5 år. Utvecklingen beror på om anslutningsförfrågningar av större effekter (alternativt effektutökningar) från exempelvis industrier, batterilager och större solkraftsparker kommer att

<sup>17</sup> Svenska Kraftnät, Beräknad start för flödesbaserad metod på elmarknaden: oktober 2024 (2023), <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2023/beraknad-start-for-flodesbaserad-metod-pa-elmarknaden-oktober-2024/>, hämtad januari 2024

fortsätta på en hög nivå. Det är ytterst få nät på mellanspänningsnivå som kan ta emot en anslutningsförfrågan på ca 10–15 MW utan att göra omfattande förstärkningar, och det tar inte sällan ca 2 år eller mer tills anläggningen är redo att driftsättas. Ökar sådana typer av förfrågningar kommer det sannolikt innebära längre ledtider och dyrare anslutningar.

### Gränssnitt mottagnings- och fördelningsstationer

Nätföretagen ser stora lastutökningar inom 5 år som påverkar mottagnings- och fördelningsstationerna. Tyvärr tar det lång tid att byta krafttransformatorer. Leveranstid på transformatorer är ett stort problem, men även handläggningstid och beslut från regionnätägare är problematiskt. Det leder till långa anslutningsärenden, eventuellt upp till 6 år från förfrågan till driftsättning. Nätföretagen uppger att denna trend förväntas fortsätta även i framtiden.

### Gränssnitt regionnät

Regionnätet kommer sannolikt att fortsätta utgöra en flaskhals i framtiden, både på kort och lång sikt. En viss geografisk skillnad finns i dagsläget, där storstadsregionerna generellt har ett mer ansträngt kapacitetsläge än övriga landet. I framtiden skulle det ansträngda kapacitetsläget i storstadsregionerna kunna bestå och i övriga delar av landet skulle det kunna öka.

Ovanstående framtidsutblick för samtliga gränssnitt bygger till stor del på att utbyggnad av nät fortsatt kommer att vara den långsiktigt största pusselbiten för att förhindra överföringsbegränsningar. Sweco bedömer, efter intervjuer med nätföretagen, att åtgärder som exempelvis effektivare anslutningsprocesser, villkorade avtal, flexmarknader och förbättrade prognosverktyg (tas upp i avsnitt 3.3.2) kommer kunna göra en viss skillnad på sikt, men inte så stor skillnad att man inom den närmsta 5 åren kommer kunna vända trenden gällande överföringsbegränsningar. Åtgärder som flexmarknader, villkorade avtal och lokal produktion ses som ett komplement för vissa nätföretag, där utbyggnaden av nät fortsatt utgör basen.

Den samhällsekonomiska utvecklingen har en påverkan på de framtida överföringsbegränsningarna. Vid en ihållande lågkonjunktur påverkar detta exempelvis industrianslutningar, och det allmänna ränteläget upplevs ha minskat antalet bostadsanslutningar enligt nätföretagen. Konjunkturläget och inflationen ser dock ut att stabiliseras<sup>18</sup> på sådant sätt att Sweco bedömer att det inte kommer att påverka överföringsbegränsningarna nämnvärt de kommande åren.

En ytterligare faktor som skulle kunna påverka överföringsbegränsningarna är om begränsningarna i sig leder till att färre investerare och andra intressenter vill ansluta etableringar i form av såväl produktion som konsumtion till det svenska elnätet. Långa ledtider och höga anslutningskostnader kan göra att trenden gällande ökande överföringsbegränsningar stannar av.

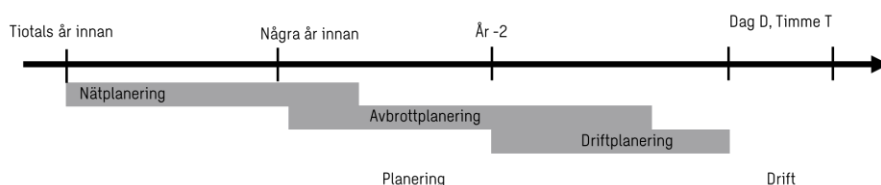
<sup>18</sup> Konjunktur institutet, Svensk ekonomi växer igen 2024 (2023), <https://www.konj.se/publikationer/konjunkturlaget/konjunkturlaget/2023-12-20-svensk-ekonomi-vaxer-igen-2024.html#:~:text=Den%20svenska%20ekonomin%20befinner%20sig,stiger%20%C3%B6nerna%20snabbare%20%C3%A4n%20priserna>, hämtad januari 2024

## 3.3 Hantering av överföringsbegränsningar

Överföringsbegränsningar som uppstår eller riskerar att uppstå i elnätet oavsett spänningsnivå behöver hanteras. I detta kapitel presenteras hur hanteringen går till på transmissionsnätsnivå respektive distributionsnätsnivå.

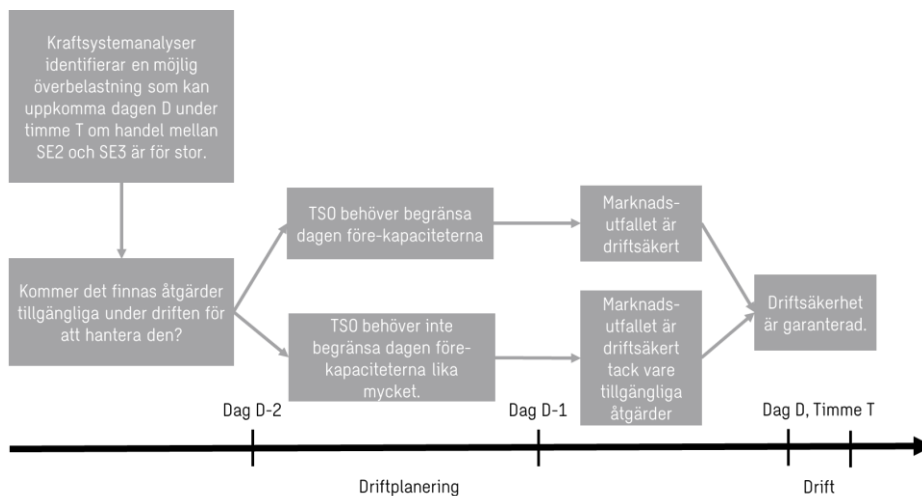
### 3.3.1 Transmissionsnät

All hantering av överföringsbegränsningar börjar i själva driften: systemansvariga har ansvaret att upprätthålla driftsäkerheten under drifttimmen. Räcker inte tillgängliga avhjäljande åtgärder i drifttimmen måste andra typer av åtgärder anskaffas i ett tidigare skede. Kraftsystemanalyser utförs vid flera tillfällen på tidslinjen från planeringsskede till själva driften, se Figur 11. Dessa analyser utförs för att identifiera och prognosticera överföringsbegränsningar. Ifall överföringsbegränsningar förväntas uppkomma måste Svenska kraftnät hantera dem för att inte äventyra driftsäkerheten. Vid varje tidpunkt finns det åtgärder som kan vidtas där och då, samt åtgärder som kan vidtas senare.



Figur 11: Tidslinje som beskriver förloppet från nätplanering till drift.

Till exempel kan handelskapaciteter begränsas för att hantera överföringsbegränsningar eller så kan de hanteras genom omdirigering, motköp eller topologiska åtgärder senare i själva driften om dessa åtgärder är tillgängliga. Detta illustreras i Figur 12. Denna möjlighet används varje dag i kapacitetsberäkningen, till exempel genom att beakta effekten av att förbikoppla seriekondensatorer på snitt 2 (vilket är en driftmässig avhjäljande åtgärd som möjliggör för högre handelskapaciteter i dagen före-marknaden).



Figur 12: Beaktande av avhjälpande åtgärder vid beräkning av handelskapaciteter.

I Artikel 22 av SO-förordningen regleras de avhjälpande åtgärder som en systemansvarig ska använda sig av under driften och under driftplaneringen från och med kapacitetsberäkningar till dagen före-marknaden. Tabell 1 återger de kategorier av avhjälpande åtgärder som används i Sverige för att avhjälpa överföringsbegränsningar.

Tabell 1: Kategorier av avhjälpande åtgärder för överföringsbegränsningar i SO.

Kategori i SO	Tillämpning i Sverige
<b>Ändring av varaktighet för planerade avbrott eller återgång i drift</b>	Avbrott kan senareläggas, eller avbrytas i förväg vid behov och om möjligt för att upprätthålla driftsäkerheten. Ett exempel av detta skedde 13:e april 2023 när ett planerat avbrott senarelades <sup>19</sup> .
<b>Påverka effektlöden genom ändring i transformatorers lindningskopplare eller modifieringar av topologier</b>	Modifieringar av topologier sker i Sverige. Detta kan vara avsiktliga fränkopplingar av ledningar eller omläggningar i stationer <sup>20</sup> för att leda om effektlöden. Detta innefattar även förbikopplingar av de seriekondensatorer som finns installerade på vissa snitt 2-ledningar.
<b>Ny beräkning av dagen före- och intradagskapaciteten mellan elområden</b>	Gränsöverskridande kapaciteter räknas om vid behov.

<sup>19</sup> Nord Pool (2023), <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/a1772430-3249-4aa0-9133-400e14ae23d5/2>, hämtad januari 2024

<sup>20</sup> Med omläggningar i stationer avses åtgärder där till exempel en ledning kopplas om till en annan samlingskena i en station.

<p><b>Motköp<sup>21</sup> och omdirigering</b></p>	<p>Omdirigering rapporteras varje år i enlighet med Artikel 13.4 i elmarknadsförordningen<sup>22</sup>. Ett syfte med motköp och omdirigering är att öka handelskapaciteter för att uppfylla 70-procentregeln<sup>23</sup>. I Sverige kan Svenska kraftnät utföra specialreglering för omdirigering och motköp, dvs aktivera bud från energiaktiveringsmarknaden för mFRR (balanskraftmarknad) för specialreglering. Utmaningen för motköp och omdirigering är att resurser ska vara lämpligt placerade för att ha någon effekt på överföringsbegränsningarna<sup>24</sup>. Utöver inkomna frivilliga bud till balanskraftmarknaden har Svenska kraftnät därför avtalat om resurser mellan 350 MW och 510 MW som kan användas för motköp och omdirigering<sup>25</sup>.</p>
<p><b>Justering av effektlöden på HVDC-länkar.</b></p>	<p>Vid behov och om möjligt kan effektlöden ändras på HVDC-länkar. Detta samordnas med respektive systemansvariga på andra sidan HVDC-länkarna. Ett exempel på detta är att överföringen på HVDC-länken FennoSkan mellan elområde 3 och Finland kan ökas för att avlasta AC-gränsen mellan elområde 1 och Finland, om det finns utrymme för det.</p>

I vilken omfattning omdirigering används ska årligen enligt artikel 13.4 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 rapporteras till Energimarknadsinspektionen<sup>26</sup>. Första rapporteringen som genomfördes enligt förordningen var för verksamhetsåret 2022. Nedan följer en sammanställning av denna rapportering.

Omdirigering innebär att resurser, främst produktionsresurser, får order från Svenska kraftnät att ändra sitt produktionsmönster, typiskt genom att antingen minska eller öka sin elproduktion för att på så sätt avlasta en överbelastad del av elnätet. Typiskt handlar det om att elen dirigeras om från en ledning där den fulla kapaciteten nyttjas till en annan parallell ledning där kapacitet fortfarande finns tillgänglig för elöverföring. På det viset optimeras effektlödet och den totala kapaciteten som kan nyttjas blir högre.

<sup>21</sup> Ibland kallat mothandel. Motköp och omdirigering handlar om att reglera upp eller ned effektuttaget eller effektinmatning på en ände eller båda ändar av en överföringsbegränsning för att avhjälpa denna. Sker regleringarna för att avhjälpa en överföringsbegränsning lokaliserad på en elområdesgräns benämns det motköp (eller mothandel). Sker de för att avhjälpa en överföringsbegränsning intern i ett elområde benämns det omdirigering.

<sup>22</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>, hämtad januari 2024

<sup>23</sup> Se Artikel 16 i elmarknadsförordningen.

<sup>24</sup> Svenska kraftnät, Stärka försörjningstryggheten – deluppdrag 3 (2023), hämtad januari 2024

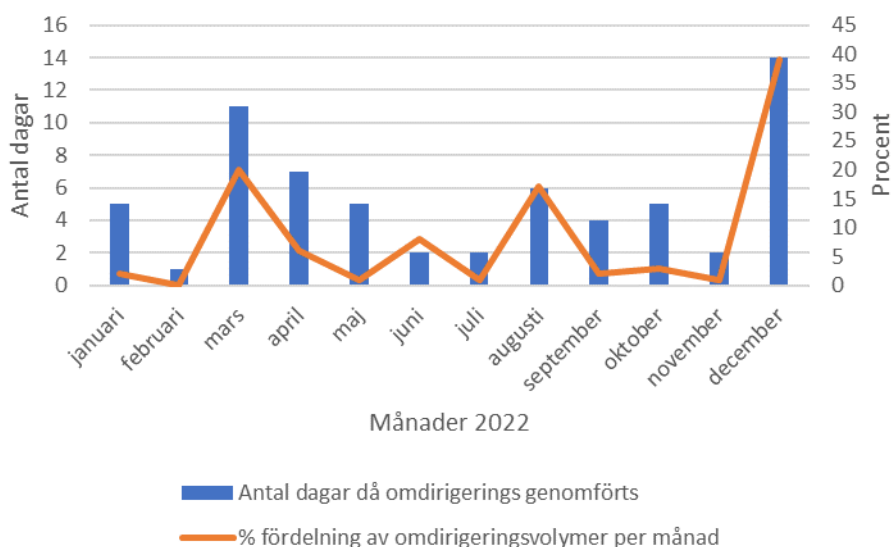
<sup>25</sup> Svenska kraftnät, Svenska kraftnät har avtalat om resurser för mothandel och omdirigering, <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2023/svenska-kraftnat-har-avtalat-om-resurser-for-mothandel-och-omdirigering/>, hämtad januari 2024

<sup>26</sup> Svenska kraftnät, Omdirigering 2022 (2023)



Den effekt som regleras vid en omdirigering kan antingen göras med hjälp av resurser inom Sverige eller så kan Svenska kraftnät via utlandsförbindelserna ta hjälp av angränsande länder genom att köpa tillbaka effekt och därmed ändra flödet på utlandsförbindelser. 57% av den effekt som användes för omdirigering under 2022 kom från resurser inom Sverige och resterande 43% från angränsande länder via utlandsförbindelserna.

I Figur 13 återges antal dagar per månad då omdirigering genomförts, samt varje månads andel av det årliga omdirigeringsvolymen.



Figur 13 Antal dagar per månad som omdirigering nyttjats och använda omdirigeringsvolymen i % fördelat per månad för år 2022. Källa: Svenska kraftnät, "Omdirigering 2022", juni 2023.

Som kan ses i figuren, användes omdirigering under 2022 framför allt under månaderna mars, april, augusti och december.

Att just dessa månader sticker ut i statistiken skulle kunna bero på följande fem orsaker:

1. *Kallt väder* och därmed hög elanvändning vilket var typiskt framför allt för månaderna mars och december.
2. *Höga fossilbränslepriser* vilket bidrar till ökad elproduktion från fossilfria kraftslag såsom vattenkraft och därmed ökade flöden från norr till söder inom Sverige, men även genom export från Sverige till andra länder. Detta var typiskt under i stort sett hela 2022. För mars och december sammanföll det även med kallt väder och därmed hög elanvändning. För augusti sammanföll det med den tredje orsaken som var,
3. *Låg elproduktion* från vindkraft och därmed ökad elproduktion från vattenkraften i norr och därmed ett flöde från norr till söder inom Sverige och även från Sverige till andra länder via utlandsförbindelser.
4. För december som var en kall månad med höga fossilbränslepriser ökade behovet av omdirigering även på grund av att O3 (reaktor 3 i kärnkraftverket Oskarshamn) var avställd.

5. *Öst-västligt flöde*: för att hantera öst-västliga flöden (se avsnitt 3.1.3) började Svenska kraftnät upphandla mothandels- och omdirigeringsresurser i december 2022<sup>27</sup>. Detta var den mest påverkande faktorn till att december 2022 blev månaden med högst omdirigeringsvolym.

Utöver de avhjälpande åtgärder som presenterades i Tabell 1 får TSO:er vidta andra typer av åtgärder för att upprätthålla driftsäkerheten (Artikel 22.2 i SO). Tabell 2 redovisar andra typer av åtgärder (inte nödvändigtvis avhjälpande åtgärder som definierade i SO) som Svenska kraftnät använder för att hantera överföringsbegränsningar. Många av dessa är redovisade i rapporterna<sup>28</sup> inom Regeringsuppdraget "Uppdrag att kvartalsvis informera om åtgärder för att öka handelskapaciteten mellan elområden".

Tabell 2: Andra typer av åtgärder som används i driftplaneringen eller driften.

Åtgärder	Kommentarer
<b>Dynamic Line Rating (DLR): specialutrustning för att uppskatta en lednings kapacitet efter rådande omständigheter (t.ex. nedhäng, vind och temperatur).</b>	Kan endast användas i driften och inte i driftplaneringen vid till exempel kapacitetsberäkningar till elmarknaden, se avsnitt 2.2.
<b>Systemvårn och produktionsfrånkoppling (PFK), dvs automatiserade system som antingen reglerar ner/upp eller kopplar från produktions- eller förbrukningsenheter.</b>	Systemvårn och PFK är förprogrammerade för att utlösas vid specifika händelser såsom överskridelser av gränsvärden eller plötsliga frånkopplingar av ledningar vid exempelvis ett fel. Till exempel skyddar ett systemvårn vissa transmissionsnäts- och regionnätsledningar på västkusten mot överbelastningar efter fel på en av dessa ledningar <sup>29</sup> . Ett annat exempel är utökade funktionaliteter på befintliga systemvårn mellan elområde 3 och FI, och elområde 3 och DK1, vilket möjliggjort en ökning av handelskapaciteten mellan elområde 3 och FI om ca 300 MW <sup>30</sup> . Dessa skyddsfunktioner möjliggör kapacitetshöjningar.
<b>Översyn av Transmission Reliability Margin (TRM).</b>	TRM är säkerhetsmarginaler som dras av från fysiska gränsöverskridande kapaciteter och därmed innebär en minskning av handelskapaciteter, se även avsnitt 2.2.2.

<sup>27</sup> Svenska kraftnät, Omdirigering 2022 (2023)

<sup>28</sup> Svenska kraftnät, Så arbetar vi för att öka överföringskapaciteten – Kvartal 4 2022 (2022), [https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/kapaciteteshojande\\_atgarder\\_q2.pdf](https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/kapaciteteshojande_atgarder_q2.pdf), hämtad januari 2024

<sup>29</sup> Entsoe, Appendix 5 i det nordiska systemdriftavtalet (2006), [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/Nordic/System Operation Agreement 2014.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/Nordic/System%20Operation%20Agreement%202014.pdf), hämtad januari 2024

<sup>30</sup> Svenska kraftnät, Så arbetar vi för att öka överföringskapaciteten – Kvartal 4 2022 (2022), [https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/kapaciteteshojande\\_atgarder\\_q2.pdf](https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/kapaciteteshojande_atgarder_q2.pdf), hämtad januari 2024

	<p>Dessa marginaler är till för att ta höjd för osäkerheter i kapacitetsberäkningsskedet och för reservation av kapacitet för balanskraft. Svenska kraftnät har minskat TRM på snitt 4 från 200 MW till 100 MW under morgontimmarna 06–08 på vardagar med ökade handelskapaciteter som följd.</p>
<p><b>Öka driftströmmen i befintlig utrustning som ska bytas ut.</b></p>	<p>När vissa apparater identifierats som systematiskt begränsande görs analyser för att fastställa om strömgränsen på dessa apparater kan höjas utifrån ett driftsäkerhetsperspektiv, vilket avhjälper motsvarande överföringsbegränsningar.</p>
<p><b>Summaallokering för att hantera handelskapaciteter</b></p>	<p>När handel över flera elområdesgränser kan orsaka överbelastningar på samma nätelement behöver med dagens kapacitetsberäkningsmetod ("NTC-metod") Svenska kraftnät begränsa handelskapaciteten på varje elområdesgräns för sig utifrån ett värstafallsscenario där de andra elområdesgränserna påverkar nätelementet som mest. En möjlighet i dagens metod är att hantera sådana fall med en så kallad summaallokering där själva marknadsalgoritmen kan tilldela mer kapacitet till en viss elområdesgräns om detta leder till en högre elmarknadsnytta. Ett exempel på detta är införandet av en ny summaallokering för elområde 3 till DK1 och NO1 för hantering av de östvästliga överföringsbegränsningarna<sup>31</sup>.</p>

De åtgärder som hittills presenterats i Tabell 1 och Tabell 2 vidtas i driftplaneringen eller driften. Andra åtgärder kan vidtas tidigare i planeringsprocesser i nätplanering och avbrottsplanering, se Figur 11. Tabell 3 redovisar dessa åtgärder<sup>32</sup>.

<sup>31</sup> <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/ny-summaallokering-for-att-oka-tillganglig-handelskapacitet-for-se3-till-dk1-och-no1/>

<sup>32</sup> Svenska kraftnät, "Så arbetar vi för att öka överföringskapaciteten".

Tabell 3: Åtgärder som vidtas i nätplanering eller avbrottsplanering för att hantera överföringsbegränsningar

Åtgärd	Kommentarer
<b>Nätutbyggnad</b>	Vissa nätinvesteringar som har störst effekt på tillgänglig kapacitet har prioriterats, som till exempel nya seriekondensatorer på snitt 2-ledningar som väntas öka överföringskapaciteten med upp till 800 MW fram till 2028 på framför allt snitt 2 <sup>33</sup> . På längre sikt planeras ett stort antal investeringar som kommer att höja överföringskapaciteten på olika håll <sup>34</sup> .
<b>Nätförstärkning / förnyelse</b>	Exempelvis byte till högtemperaturlinor, byte av begränsande apparater såsom brytare och fränkskiljare.
<b>Avbrottsplanering</b>	Under avbrottsplaneringen beaktas hur avbrott påverkar överföringsbegränsningar. Till exempel är handelskapacitetsbegränsningar en faktor som tas hänsyn till när avbrott ska planeras.
<b>Annonserade inmatningsbegränsningar</b>	Vissa typer av avbrott medför att N-1-kriteriet, och därmed driftsäkerheten, inte kan garantera utan inmatningsbegränsningar. I så fall annonserar Svenska kraftnät i ett marknadsmeddelande att inmatningsbegränsningar i vissa stationer kommer att vara nödvändiga. Det är vanligt förekommande i vissa delar av 220kV-nätet <sup>35</sup> .
<b>Samordning av kärnkraftens revisionsperioder för att undvika för stor påverkan på kraftsystemet vid samtidiga revisioner på flera block.</b>	Kärnkraftens revision påverkar driftsäkerheten på flera sätt. Kärnkraften bidrar till spänningsstabilitet och därmed minskar ofta spänningskollapsgränser vid avbrott på kärnkraften. I och med storleken på reaktorerna påverkas även fördelningen av effektflöden i transmissionsnätet vid avbrott på kärnkraften, vilket kan leda till att överföringsbegränsningar kan uppkomma.
<b>Abonnemangsväxling</b>	Ny möjlighet som använts inom marknaden för lokal flexibilitet i Stockholmsområdet "sthlmflex". En regionnätsägare kan öka sitt abonnemang genom att köpa flexibilitetstjänster hos en annan regionnätsägare som får ett sänkt abonnemang <sup>36</sup> .

<sup>33</sup> Svenska kraftnät, "Så arbetar vi för att öka överföringskapaciteten".

<sup>34</sup> Svenska kraftnät, "Nätutvecklingsplan 2024–2033", 2021.

<sup>35</sup> Se följande marknadsmeddelande för ett exempel: <https://www.nucs.net/outage-domain/unavailability-messages/showInfeed?ummlid=0e36837583274f05bb28f07508ba9b0a%7C10X1001A1001A418>

<sup>36</sup> [https://www.svk.se/siteassets/2\\_utveckling-av-kraftsystemet/forskning-och-utveckling/sthlmflex/presentation-norskt-strategiforum-20210408.pdf](https://www.svk.se/siteassets/2_utveckling-av-kraftsystemet/forskning-och-utveckling/sthlmflex/presentation-norskt-strategiforum-20210408.pdf)

Utöver de åtgärder som presenterats ovan finns det planer på att införa andra typer av åtgärder i framtiden för att hantera överföringsbegränsningar.

Tabell 4: Framtida åtgärder för hantering av överföringsbegränsningar.

Åtgärder	Kommentarer
<b>Införande av flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod</b>	Dagens kapacitetsberäkningsmetod (så kallad NTC-metoden) för dagen före-marknaden kommer att ersättas med den flödesbaserade kapacitetsmetoden i Norden. Ett metodförslag har utarbetats av de nordiska TSO:erna och blivit godkänd av de nordiska regulatorerna <sup>37</sup> . Kort förklarar innebär den flödesbaserade metoden att marknadsalgoritmen får bättre kännedom av det fysiska elnätet, vilket teoretiskt möjliggör för ett bättre utnyttjande av den tillgängliga kapaciteten i elnätet. Därmed borde införandet av den flödesbaserade metoden innebära en bättre hantering av överföringsbegränsningar. Enligt nuvarande tidsplan ska metoden gå live i oktober 2024 <sup>38</sup> .
<b>Metod för samordnad driftsäkerhetsanalys (artiklar 75 och 76 i SO)</b>	Enligt Artiklar 75 och 76 i SO ska TSO:er föreslå och implementera metoder för samordnade driftsäkerhetsanalyser i sina kapacitetsberäkningsregioner. När dessa metoder är på plats kommer det att möjliggöra en samordnad hantering av överföringsbegränsningar med bland annat driftsäkerhetsanalyser på en gemensam nätmodell (CGM). Sverige ligger i kapacitetsberäkningsregioner Hansa, Baltikum och Norden. TSO:erna i dessa tre regioner har lagt fram metodförslag som blivit godkända av regulatorerna <sup>39</sup> . Implementeringsarbetet pågår i skrivande stund. Till exempel i Norden utvecklas en tjänst för samordnad driftsäkerhetsanalys hos det nordiska samordningscentret RCC.
<b>Metod för omdirigering och motköp</b>	TSO:er i kapacitetsberäkningsregioner ska föreslå och implementera en metod för omdirigering och motköp enligt artikel 35 i CACM. Metodförslag har utarbetats av

<sup>37</sup> Energimarknadsinspektionen, Ei har fattat beslut om ny metod för kapacitetsberäkning i Norden (2020), <https://www.ei.se/om-oss/nyheter/2020/2020-10-26-ei-har-fattat-beslut-om-ny-metod-for-kapacitetsberakning-i-norden>, hämtad januari 2024

<sup>38</sup> Nordic RCC, Nordic Capacity Calculation Methodology Project, <https://nordic-rcc.net/flow-based/>, hämtad januari 2024

<sup>39</sup> Energimarknadsinspektionen, Godkännande av förslag till gemensamma bestämmelser för regional samordning av driftsäkerheten för kapacitetsberäkningsregion Baltikum alt Norden och Hansa, (2020 alt 2020 och 2021)

	<p>TSO:erna i Hansa, Baltikum och Norden och blivit godkända av regulatorerna.</p> <p>Dock ska dessa metoder implementerats först när metoderna för samordnad driftsäkerhetsanalys har implementerats<sup>40,41</sup>.</p>
<b>Icke frekvensrelaterad stödtjänst för spänningsreglering</b>	<p>Svenska kraftnät utreder införandet av en stödtjänst för spänningsreglering<sup>42</sup>. En sådan tjänst skulle kunna förbättra spänningsstabiliteten och därmed höja effektlödesgränser för spänningskollaps på de interna svenska snitten.</p>
<b>Nya metoder för att minska avbrottsstider (arbete med spänning, nya tekniska lösningar för mätning av beröringsspänningar)</b>	<p>Avbrott kan leda till överföringsbegränsningar på grund av behovet av att koppla ifrån ledningar och andra apparater för att utföra underhåll, prover och mätningar. Svenska kraftnät utreder åtgärder och tekniska lösningar för att genomföra vissa avbrott utan att komponenter behöver fränkopplas från nätet. Exempel på detta är arbetsmetodik arbete med spänning och tekniker för mätmetoder för beröringsspänningar vid felfall utan att ta avbrott<sup>43</sup>.</p>
<b>Pågående utvecklingsarbete, FlexiN, för effektiv nyttjande av befintligt elnät</b>	<p>I förstudien "Flexibilitet i Norrland" (FlexiN) ser Svenska kraftnät på hur dynamiskt effekttilldelning skulle kunna utformas och implementeras som en åtgärd för att snabbare kunna tillgodose ökade och nya abonnemangsförfrågningar liksom bidra till ett effektivt nyttjande av befintligt elnät<sup>44</sup>.</p> <p>Det förslag på dynamisk effekttilldelning som under 2023 diskuterats med branschen omfattar en abonnemangsuppdelning i tre olika delar: Prima, Förbehåll och Dynamiskt<sup>45</sup>.</p> <p>Prima abonnemang representerar ett effektabonnemang enligt nuvarande princip med full tillgång till avtalat effekt. Förbehåll abonnemang är i stället ett effektabonnemang</p>

<sup>40</sup> Svenska kraftnät, Implementeringen av EU-regelverk på Svenska kraftnät (2022), <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/rapport-om-implementeringen-av-eu-regelverk-pa-svenska-kraftnat.pdf>, hämtad januari 2024

<sup>41</sup> Energimarknadsinspektionen, Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion – 2023 års rapportering (2023), <https://ei.se/om-oss/publikationer/publikationer/rapporter-och-pm/2023/uppfoljning-av-genomforandeplan-med-tidsplan-for-att-forbatta-elmarknadens-funktion--2023-ars-rapportering-ei-r202316>, hämtad januari 2024

<sup>42</sup> Svenska kraftnät, Så arbetar vi för att öka överföringskapaciteten

<sup>43</sup> Svenska kraftnät, Så arbetar vi för att öka överföringskapaciteten

<sup>44</sup> Svenska kraftnät, Strategisk handlingsplan för ökad flexibilitet (2023), <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/rapport-ru-framjande-av-flex-i-elsystemet---deluppdrag-1.pdf>, hämtad januari 2024

<sup>45</sup> Svenska kraftnät, Flexibla avtal (Norrland/Västkusten) flexiN – Presentation för Planeringsrådet (2023), <https://www.svk.se/om-oss/sa-styrs-vi/rad/planeringsradet/>, hämtad januari 2024

	<p>där krav finns på möjlighet till nedreglering av viss volym inom 15 minuter.</p> <p>Den sista nivån av dynamiskt abonnemang är ett säsong/veckovis/realtidabonnemang där tilldelning av effekt baseras på rådande förutsättningar i elnätet. Dessa tre abonnemangstyper kan kombineras.</p> <p>Arbetet med dynamisk effekttilldelning är i ett tidigt skede där en förstudie har genomförts och pilotprojekt för Norrbotten och Västkusten diskuteras.</p>
--	---

### 3.3.2 Distributionsnät (lokal- och regionnät)

Hantering av överföringsbegränsningar görs traditionellt till största delen i planeringsskedets olika faser, framför allt genom att bygga ut nät. Det finns även andra verktyg i nätföretagens verktygslåda för att hantera överföringsbegränsningar i planeringsfasen. Detta beskrivs längre ned i avsnittet. I driftskedet är det framför allt lågspänningsnätets överföringsbegränsningar som upptäcks. I detta gränssnitt är det svårare att upptäcka överföringsbegränsningarna i planeringsskedet även om nya hjälpmedel i form av prognos- och planeringsverktyg uppkommit på senare år. En sådan problematik som upptäcks i driftskedet är exempelvis spänningsvariationer på lågspänningsnät i landsbygden som tidigare omnämnts ovan i avsnitt 3.1.4.

Nedan beskrivs hur begränsningarna hanteras specifikt för de olika gränssnitten i distributionsnätet.

#### Gränssnitt lågspänningsnät, LSP

I gränssnittet Lågspänningsnät upplever många nätföretag att det inte finns något tydligt alternativ till nätutbyggnad eftersom man avhjälpel felen när behovet uppstår. Ofta utgörs överföringsbegränsningarna här av spänningsvariationer, vilket kan avhjälpas med lindningsomkopplautomatik<sup>46</sup> i nätstationerna högre upp i nätet, men det ses som alltför kostsamt i dagsläget. Ett annat alternativ som nämns är användning av prognosverktyg, där man med hjälp av mätvärden från smarta elmätare kan upptäcka eventuella begränsningar redan vid anslutning av exempelvis solceller.

#### Gränssnitt nätstationer

Förutom utbyggnad av nätstationer och tidigare nämnd lindningsomkopplautomatik så ser flera nätföretag att småskaliga batterier skulle kunna installeras i nätstationerna för att kunna minska effekttoppar i framtiden. Alternativet kopplar till det som många nätföretag uppfattar som ett hinder i dagens regelverk (se avsnitt 3.3.4), nämligen att nätföretagen inte får lov att äga energilager. Detta innebär att en annan aktör bör äga det i stället, som inte nödvändigtvis har avhjälpning av nätets överföringsbegränsning som främsta fokuspunkt.

<sup>46</sup> En lindningskopplare är en mekanism som används på transformatorer för att justera lindningarna och på så sätt justera spänningen på nedsidan av transformatorn.

## Gränssnitt mellanspänningsnät (MSP), mottagnings- och fördelningsstationer samt regionnät

I mellanspänningsnätet, mottagnings- och fördelningsstationer samt regionnät ser nätföretagen att åtgärder som batterier, villkorade avtal och flexmarknader skulle kunna bidra till hanteringen av överföringsbegränsningarna, men framför allt är utbyggnaden av nät en central åtgärd även här. Precis som för transmissionsnätet är DLR och högttemperaturslinor av intresse för regionnätet, för att under driftskedet ha möjlighet att påverka överföringskapaciteten för specifika delar av nätet.

Nedan beskrivs alternativa verktyg i nätföretagens planeringsskede än att bygga ut nät. Av de företag som använder sig av verktygen, så är Swecos uppfattning att en del nätföretag använder verktygen enligt figuren nedan, där blocket längst ner i pyramiden beskriver den strategi som används i första hand och den lägst prioriterade strategin på toppen. Avtal syftar till villkorade avtal, och marknadsbaserade flexibilitetstjänster syftar i detta avsnitt på lokala flexibilitetsmarknader, vilka beskrivs nedan i avsnittet.



Figur 14: Översikt av alternativa metoder till nätutbyggnad för att hantera överföringsbegränsningar i planeringsskedet för nätföretag. Blocket längst ner i pyramiden beskriver den strategi som används i första hand och den lägst prioriterade strategin på toppen. Swecos bild är att en del nätföretag använder dessa verktyg och agerar efter denna prioriteringsordning, men inte alla.

Swecos bild är att endast ett fåtal av nätföretagen använder sig av samtliga verktyg i bilden ovan, men många använder sig av vissa verktyg. Tariffstyrning via tidsdifferentierade effekttariffer är något som en stor del av nätföretagen antingen har infört, eller planerar att införa som en följd av Ei:s föreskrifter om utformning av nättariffer för ett effektivt nätutnyttjande<sup>47</sup>. En minoritet av nätföretagen deltar på lokala flexibilitetsmarknader och har infört villkorade

<sup>47</sup> Energimarknadsinspektionen, Föreskrift EIFS 2022:1 (2022), <https://ei.se/om-oss/publikationer/publikationer/foreskrifter-el/2022/foreskrift-eifs-20221>, hämtad januari 2024



avtal. Att införa flexibilitetsmarknader verkar utifrån denna utredning vara mindre utbrett än användandet av villkorade nätavtal.

De nätföretag som kommit längst i arbetet med flexibilitet och villkorade avtal är främst de större nätföretagen, men Sweco upplever att intresset är stort för villkorade avtal även för de nätföretag som inte infört det. Många nätföretag upplever dock en osäkerhet i tillämpningen av dessa vilket verkar hämma införandet av avtalen. Detta beskrivs i avsnitt 3.3.3.

Swecos samlade bild är att nätföretagen generellt sett ser verktygen ovan som ett komplement till traditionell utbyggnad och inte som ensamma långsiktiga lösningar på överföringsbegränsningarna.

Ytterligare en viktig aspekt som regionnätbolagen gärna återkommer till är vikten av kommunikation och samverkan, såväl med andra regionnätbolag som Svenska kraftnät. Pågående sådana dialoger upplevs som öppna och positiva, men det är också en tidskrävande process som måste bli iterativ och därmed inte alltid så effektiv.

Tidigare, exempelvis i avsnitt 3.1.4, har möjligheten att bygga på prognos, alternativt spekulation, omnämnts. Detta är något som påtalats av regionnätbolag som en metod för att hantera överföringsbegränsningar. Genom att förbättra prognosverktygen, utnyttja de data man kan samla in från smarta nätstationer och nya mätare samt förfina tolkningen av dessa resultat kan nätbolagen i förtid bygga ut elnätet för att på så sätt förhindra att en riskerad överföringsbegränsning inte blir aktuell. Då det uppstår en enskild större anslutning fungerar dock inte denna metod då den i sin natur bygger på sådant som kan förutses. Som det anges i första stycket i detta avsnitt så är det fortfarande sådan traditionell utbyggnad av elnätet som är den absolut mest förekommande metoden för att avhjälpa överföringsbegränsningar. Ett alternativ till att bara byta de specifikt drabbade komponenterna, och som skulle hjälpa till att förbättra avhjälplingen av överföringsproblematiken på en längre sikt, är att höja spänningsnivån på det aktuella elnätet. Med ökad spänningsnivå ökar överföringskapaciteten, men detta är ett ytterst långsiktigt och kostnadsdrivande projekt som kräver mycket stora och förmodligen inte alltid motiverade förändringar.

Regionnätbolagen nämner även att en ökad riskbenägenhet kan vara en metod för att hantera termiska överföringsbegränsningar. Detta kan exemplifieras av att om man tidigare inte tillät någon överlast av en komponent i elnätet så kan man nu kanske acceptera en viss överlast på några procent, vilket leder till en något bättre överföringsförmåga, utan att den egentliga risken passerat någon kritisk nivå.

### **Villkorade avtal**

Många nätföretag antingen tittar på möjligheten att införa villkorade avtal, har pågående arbete kring villkorade avtal eller har redan implementerade villkorade avtal. Nätföretagen ser användandet och införandet av villkorade avtal som en form av riskhantering där driften kan säkras. I den här rapporten avser villkorade avtal ett nätavtal där nätägaren och den anslutande kunden kommit överens om möjlighet för nätägaren att, om särskilda driftlägen skulle uppstå, begära att kunden begränsar sitt uttag/inmatning i anslutningspunkten. Vilka de särskilda driftlägen är beskrivs i avtalet och handlar ofta om tillfällen då elnätet är hårt belastat. Det finns oftast inget standardiserat villkorat avtal utan många villkorade avtal är behovsstyrda och hanterar ofta en specifik utmaning i en specifik punkt i elnätet. Nätföretaget ser villkorade avtal som ett extra verktyg

att hantera risk för överbelastning i elnätet och möjliggöra för dem att snabbare tillmötesgå kunder behov av anslutning och ändrade abonnemang.

De villkorande avtalen ses av vissa regionnätbolag som den just nu bästa möjligheten att på kort sikt hantera uppkomna överföringsbegränsningar samtidigt som det är en sista utväg för nätföretagen om överbelastning skulle uppstå. Det anses av regionnätbolagen att villkorade avtal är ett väsentligt och nödvändigt verktyg för att en flexmarknad ska fungera bra. Om villkoren i avtalet skulle behöva användas av nätföretagen sker notifieringen till kunden ofta manuellt via telefonsamtal. I de fallen ringer nätföretagen till kunden och ber om nedstyrning av last respektive produktion. Kunden har sedan i de flesta fall en egen styrning för att i praktiken kunna ändra lasten respektive produktionen. Tidshorisonten för när notifieringen till kunden sker beror på den specifika utmaning som det villkorade avtalet finns till för att lösa. Det kan röra sig om att kunden har 15 minuter på sig att verkställa villkoret till att nätföretaget förvarnar upp till 72 timmar i förväg att en nedstyrning kan behöva ske inom de närmsta 72 timmarna.

Vad de villkorade avtalen reglerar ser olika ut beroende på nätföretag men några delar som villkoren ofta omfattar och som har framkommit i detta arbete är följande:

- Ekonomiska förutsättningar: Handlar ofta om att vid tecknade av villkorat avtal ges antingen en lägre anslutningsavgift generellt eller en ekonomisk kompensation om en ett ändrat effektuttag blir nödvändigt att genomföra.
- Hur stor del av den totala effekten i abonnemanget som är villkorat, ofta finns det en grundeffekt som aldrig innebär utmaningar för elnätbolaget
- Förutsättningar för kommunikation vid begäran från nätföretaget om att uppfylla de avtalade villkoren
- Förutsättningar kring hur lång tid kunden har på sig att reglera sitt effektuttag efter att nätföretaget har kommunicerat ett behov
- Förutsättningar kring vad som händer om kunden inte följer de villkor som avtalats om; här kan skrivningar finnas om vite, skadestånd eller rätt att koppla bort kunden om den inte följer en begäran från nätföretaget.
- Förutsättningarna för hur återgången till normal användning av abonnemanget ska gå till efter att en begäran är utförd och ej längre är nödvändig.

### Lokala flexibilitetsmarknader

Ett sätt för elnätbolag att hantera begränsningar i inmatning och uttag från elnätet är att skapa lokal flexibilitetsmarknad. Det är främst större nätföretag som arbetar med att implementera eller har implementerat en marknad för flexibilitet.

Avsaknad av tillräcklig mängd aktörer och resurser som deltar har uttryckts som en utmaning av samtliga nätföretag som använder sig av flexibilitetsmarknader idag. Detta skapar problem hos vissa nätföretag att få ihop tillräcklig effekt att avropa, vilket är en förklaring till att det i dagsläget förekommer i en större utsträckning på regionnätetsnivå som har större möjlighet att samla ihop resurser. Vidare uttrycks utmaningar kring att nätföretagen inte har kontroll över huruvida effekt som avropades i praktiken faktiskt justeras. Detta är något som nätföretagen idag endast kan kontrollera i efterhand. Brist på kontroll av

avropad effekt i kombination med intresset att delta gör att nätföretag anser att de behöver ha andra lösningar som säkerhet för att inte riskera överbelastning av elnätet, och där anses villkorade avtal vara en sådan lösning.

En lokal flexibilitetsmarknad kan vara utformad på olika sätt, till exempel som en marknadsplats eller en upphandling. I Sverige har tre pilotprojekt för lokala flexibilitetsmarknader i form av handelsplatser testats: CoordiNet, sthlmflex och Effekthandel Väst.<sup>48</sup>

För de nätföretag som använder sig av en marknadsbaserad lösning är behovet av flexibilitet generellt som störst på vardagar under morgon och eftermiddag när elanvändningen hos kunderna är som högst.

Handel och aktivering av kunders flexibla effekt sker ofta delvis automatiserat. Många nätföretag använder sig av digitala verktyg eller tjänster för hantering av marknadslösningarna där de kan se resurser och volymer som finns tillgängliga och till vilket pris kunden erbjuder sin flexibilitet. När nätföretaget är i behov av kunders flexibilitet kan de ofta via en marknadsplattform avropade resurser dock går inte styrningen direkt till avropad anläggning utan det är kunden som kontrollerar upp- eller nedstyrning av effekt. Eftersom det är kunden som i praktiken styr sin anläggning kan nätföretag först i efterhand veta om en nedstyrning faktiskt genomförts. Tidshorisonten för aktivering av flexibilitetstjänster sker nära drifttimmen alternativt dagen eller veckan innan.

## Hinder i dagens regelverk

En majoritet av de intervjuade företagen och enkätsvaren menar att det finns lösningar för effektivt nätutnyttjande som hindras eller i vissa fall omöjliggörs av hinder eller otydligheter i dagens regelverk. Detta avsnitt beskriver de otydligheter och hinder i gällande regelverk som identifierats under arbetet.

### 3.3.3 Villkorade avtal

Utifrån enkät och intervjuer med elnätsbolag har det framkommit att många nätföretag ser på möjligheterna att använda sig av villkorade avtal för att möjliggöra kunders förfrågningar om utökade abonnemang och nyanslutningar. Nätföretagen upplever otydligheter i hur villkorade avtal får användas då det tydligt i elmarknadsförordningen föreskrivs att det i första hand är marknadsbaserade lösningar som gäller för att hantera överbelastningar.

Villkorade avtal ses av vissa elnätföretag som en möjlig åtgärd för förbättrat och mer effektivt nyttjande av befintligt elnät och för att snabbare kunna tillgodose kunders behov av anslutning till elnätet. Enligt dagens regelverk uppfattar elnätsbolagen att de ska erbjuda anslutande kunder prima abonnemang<sup>49</sup> och det finns regler kring funktionskrav (maximal avbrottsstid), avbrottsersättning och elkvalitet. Lagstiftningen ger idag inte utrymme för nätföretagen att erbjuda differentierade nätavtal utifrån kundens behov eller elnätets begränsningar. Alla kunder nyttjar inte alltid sin anslutning fullt ut, det kan finnas både säsongsvariationer och dygnsvariationer där det till och med kan finnas tidpunkter då ingen elleverans är nödvändig. Om det för nätföretagen hade varit möjligt att i nätavtalsstrukturen på ett mer flexibelt sätt svara upp mot olika

<sup>48</sup> Energimarknadsinspektionen, Föreskrift EIFS 2022:1, [Flexibilitet i distributionsnäten Ei R2023:05 - Energimarknadsinspektionen](https://ei.se/om-oss/publikationer/publikationer/rapporter-och-pm/2023/flexibilitet-i-distributionsnaten-ei-r202305) (<https://ei.se/om-oss/publikationer/publikationer/rapporter-och-pm/2023/flexibilitet-i-distributionsnaten-ei-r202305>), hämtad januari 2024

<sup>49</sup> Prima abonnemang = möjlighet till fullt nyttjande av anslutningen alla dygnets timmar

kunders behov eller elnätets begränsningar skulle det kunna vara en delösning på de långa ledtider som finns för anslutning till elnätet.

Lagstiftningen ger idag inte utrymme för nätföretagen att erbjuda differentierade nätavtal utifrån kundens behov eller elnätets begränsningar. Alla kunder nyttjar inte alltid sin anslutning fullt ut, det kan finnas både säsongsvariationer och dygnsvariationer där det till och med kan finnas tidpunkter då ingen elleverans är nödvändig. Om det för nätföretagen hade varit möjligt att i nätavtalsstrukturen på ett mer flexibelt sätt svara upp mot olika kunders behov eller elnätets begränsningar skulle det kunna vara en delösning på de långa ledtider som finns för anslutning till elnätet.

Ur nätföretagens perspektiv beskrivs villkorade avtal som en möjlighet att snabbare kunna tillgodose kunders önskemål om anslutning och på ett effektivare sätt kunna nyttja det elnät som finns. Villkorade avtal används av nätföretagen som en garant om andra lösningar för att hantera överföringsbegränsningar inte räcker till eller finns på plats och är ett sista verktyg att ta till om en överbelastning i elnätet skulle uppstå innan eventuell manuell fränkoppling av förbrukning (eller produktion) blir aktuell. Nätföretagen uttrycker att det finns en otydlighet idag i hur villkorade avtal får användas och hur villkorade avtal och funktionskrav enligt ellagen ska tolkas tillsammans.

Enligt Energimarknadsinspektionens vägledning<sup>50</sup> ska alltid marknadsbaserade lösningar utredas innan villkorade avtal får användas som en lösning. Nätföretagen upplever att det är otydligt hur en sådan utredning ska genomföras i praktiken och hur omfattande den måste vara för att vara tillräcklig. Osäkerheten kring hur villkorade avtal får användas och hur omfattande en utredning om marknadsbaserade lösningar måste vara leder till att vissa nätföretag avstår från användandet. En konsekvens av osäkerheten kan bli att kunders förfrågningar om anslutning och utökade abonnemang tar längre tid att tillgodose eftersom kunder måste vänta på att förstärkningar av elnätet är genomförda.

För hantering av lokala begränsningar ses villkorade avtal som en lämplig och effektiv lösning, och borde enligt vissa nätföretag därför vara en primär förordad lösning framför att etablera marknadsbaserade lösningar som anses vara en större och mer tidskrävande process.

### 3.3.4 Batterilager

Enligt ellagen får elnätsföretag inte äga, utveckla, förvalta eller driva en energilagransanläggning<sup>51</sup>. Det är dock möjligt enligt elmarknadsdirektivet artikel 36 att göra undantag från kravet i de fall där energilageranläggningen är en integrerad nätkomponent för att hantera överbelastningar om detta undantag har godkänts av tillsynsmyndigheten<sup>52</sup>.

Denna begränsning lyfter nätföretagen fram som ett hinder, eftersom det inte är ekonomiskt försvarbart för ett nätföretag att investera i ett batterilager om det endast ska användas under ett fåtal höglasttimmar för att hantera

<sup>50</sup>Energimarknadsinspektionen, Villkorade avtal (2023), [Ei R2023:08 Villkorade avtal](#), hämtad januari 2024

<sup>51</sup>Sverige Riksdag, Ellagen, paragraf 39. [https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/ellag-1997857\\_sfs-1997-857/](https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/ellag-1997857_sfs-1997-857/), hämtad januari 2024

<sup>52</sup>Sveriges riksdag, Förordning (2022:585) om elnätsverksamhet, paragraf 18. [https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-2022585-om-elnatsverksamhet\\_sfs-2022-585/](https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-2022585-om-elnatsverksamhet_sfs-2022-585/), hämtad januari 2024

överbelastningar. Nätföretagen vill i stället ha möjlighet att kunna använda batterilagerlösningar även till andra nyttor när det inte behövs för just överbelastningar i elnätet. Utan denna möjlighet blir det omöjligt för nätföretagen att idag räkna hem en batterilagerinvestering och investering i denna nya typ av teknik uteblir därför. Utmaningen med att upphandla tjänsten för nätföretagen och inte själva äga batterilagret är att batterileverantörerna i första hand inriktar sig på stödtjänstemarknaderna för det finns incitament att delta genom hög intäktspotential. Således riskerar nätföretagen att batterilagret inte finns tillgängligt för att avhjälpa överföringsbegränsningar när dessa uppstår.

### 3.3.5 Intäktsreglering

Osäkerheter relaterade till intäktsregleringen är något som lyfts av många nätföretag. Utdragna domstolsprocesser har lett till att nätföretagen inte vet vilka förutsättningar som gäller kring exempelvis kapitalkostnadsmetod, kalkylränta och huruvida det särskilda investeringsutrymmet förväntas gälla i framtiden. Dessa osäkerheter har en direkt påverkan på nätföretagens möjliga intäktsutrymme, vilket nätföretagen menar skapar sämre förutsättningar för att investera i utbyggnad av elnätet som skulle kunna begränsa överföringsproblematik.

Flertalet nätföretag menar också att reglerperiodernas längd om fyra år skapar en ovisshet gällande framtida förutsättningar, speciellt med tanke på att nätverksamhet har långa planeringshorisonter då anläggningslivslängderna inte sällan är 50 år eller mer.

Dessutom kommenteras av vissa nätföretag att nuvarande utformning av intäktsregleringen med nuvarande normvärdeslista som primär värderingsmetod (vilken utgår från etablerad och befintlig teknik) hindrar nätföretagen ifrån att satsa tillräckligt på utveckling av förmågor och systemstöd som behövs för att realisera nödvändiga möjligheter för effektivare utnyttjande av befintligt nät genom nya typer av tjänster. Nätföretagen menar att det idag saknas möjlighet att ta betalt för innovation genom att inte kunna räkna in ny typ av smart utrustning i kapitalbasen.

Swecos kommentar kring innovationer i elnätet är att så länge anläggningen stämmer överens med definitionen av en anläggningstillgång i intäktsramsförordningen<sup>53</sup> och om anläggningen används och behövs i nätverksamheten<sup>54</sup> så får anläggningen redovisas som en del av kapitalbasen och därmed ingå i intäktsramen. Normvärdering ska i första hand användas om anläggningen i huvudsak är likadan som den i normvärdeslistan. Det är dock möjligt att värdera med andra värderingsmetoder än med normvärde, om det finns särskilda skäl. Företagen får inte själva bestämma vilken värderingsmetod som ska användas, utan företagens värderingsmetoder kan komma att prövas av Ei.

Flera nätföretag tar upp svårigheter att bygga ut näten långsiktigt då man menar att dagens regelverk inte medger att bygga ut elnätet utan att det finns ett

<sup>53</sup> Sveriges Riksdag, Förordning (2018:1520) om intäktsram för elnätsverksamhet, paragraf 2. [https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-20181520-om-intaktsram-for\\_sfs-2018-1520/](https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-20181520-om-intaktsram-for_sfs-2018-1520/), hämtad januari 2024

<sup>54</sup> Energimarknadsinspektionen, Handbok för inrapportering för 2024-2027, kapitel 4.2. <https://ei.se/download/18.12a803c118b6ae2fa47583d/1698825442025/Handbok-f%C3%B6r-inrapportering-av-uppgifter-till-grund-f%C3%B6r-beslut-om-int%C3%A4ktsram-2024-2027-version-2.1.pdf>, hämtad januari 2024

underliggande behov här och nu. Mer specifikt åsyftas här intäktsregleringen där endast driftsatta anläggningar får tas upp i företagens kapitalbas, som i sin tur lägger en del av grunden för företagets tillåtna intäktsutrymme. Detta gör att man inte får täckning för sina kostnader kopplat till investeringar om man skulle bygga ut nätet utan att ett faktiskt behov kan kopplas till utbyggnaden. Nätföretagen menar att man i realiteten inte kan bygga ut elnätet förrän en anslutningsförfrågan inkommit, vilket försvårar proaktiv nätutbyggnad.

Swecos bild är att nätföretagen i sin nätplanering och i arbetet med investeringsprojekt tar hänsyn till prognoser på kommande effektbehov i näten, så att man exempelvis dimensionerar kablar och transformatorer med viss överkapacitet, samt i vissa fall exempelvis investerar i en extra transformator i en fördelningsstation för att skapa redundans för framtiden. Sådana typer av åtgärder får man täckning för i kapitalbasen. Dock finns det vissa elnätsbolag som upplever (gäller såväl region- som lokalnätsbolagen) att de hindras av nuvarande regelverk när det gäller att bygga ut elnätet efter prognoser (så kallat "bygga på spekulation"), i alla fall i den grad de känner att de borde göra. Det finns hos vissa bolag en önskan om att kunna utöka möjligheten att bygga på spekulation/prognoser om de har en väl dokumenterad anledning, så som tydliga prognoser och identifierad framtida överföringsbegränsning.

Utredningen visar att nätföretagen önskar ytterligare incitament för att investera ännu mer långsiktigt och en större tydlighet eller diskussion kring hur man som nätföretag ska agera i sin nätutbyggnad kopplat till att bygga ut elnätet mer proaktivt än vad som idag görs. En frågeställning som nätföretagen lyfter är var gränsen går mellan att bygga in en rationell överkapacitet i sitt elnät gentemot att bygga så pass överdimensionerat att det blir oansvarigt gentemot kunder, eftersom det i slutänden är kunderna som betalar för utbyggnaden.

### 3.3.6 Långa ledtider

De långa ledtiderna för att bygga nät beror på olika faktorer så som bygglovsprocesser, koncessionsansökningar och leveranstider för utrustning och då framför allt transformatorer. Även ledtiderna i anslutningsprocessen berörs i avsnittet.

Den enskilt mest tidskrävande faktorn anges som koncessionsansökan, och då i huvudsak linjekoncession. Det ska dock nämnas att även områdeskoncessionsansökningar (spänningshöjning av områdeskoncession eller ansökan om områdeskoncession med lägsta och högsta spänning) kan vara ett verktyg för att avhjälpa överföringsbegränsningar, och att det sådana fall kan vara en tidskrävande process. De olika varianterna av koncession ger en avgörande skillnad mellan regionnät och lokalnät då det senare normalt drivs inom en områdeskoncession, medan regionnätet ofta drivs som linjekoncessioner. Därmed är ledtiden för lokal- och lågspänningsnät betydligt kortare då tiden för koncessionsansökan i de flesta fall helt reduceras vid byggnation i dessa båda varianter av elnät. En koncession för en regionnätsledning kan ta upp till 10 år från start till slutgiltigt besked, även om det oftast går snabbare än så.

Leveranstider för utrustning har på senare år blivit ett växande problem, och då framför allt gällande transformatorer. En transformator för en nätstation (exempelvis med omsättnings 10/0,4 kV) tar i nuläget cirka 1 år att leverera. En större transformator för en mottagningsstation (exempelvis med en omsättning 130/10 kV) kan i dagsläget ta hela 2–2,5 år att leverera enligt de nätföretag och leverantörer som Sweco fått information från. Dessa leveranstider skapar

ytterligare problem i nätföretagens flexibilitet att bemöta överföringsbegränsningar som uppkommer vid förfrågningar om nyanslutningar av produktion eller last i och med att nätföretagen inte ska/kan bygga på spekulation eftersom det upplevs som i strid med nuvarande elnätsregleringsmetod. De kan därmed inte ligga i framkant och ha en viss framförhållning gällande beställning av kritisk utrustning så som transformatorer, utan måste vänta tills en beställning på en nyanslutning är definitiv.

Den tredje tidskrävande processen som distributionsnätföretagen upplever är bygglovsprocessen. Detta har att göra med fler och utförligare krav från kommuner gällande gestaltning och utförande av såväl mottagnings- som nätstationer. Ofta medför kraven på utökad gestaltning en fördröjning av stationskostnaden varför det blir en tidskrävande process med en förhandlingsliknande situation mellan elnätsbolag och kommunrepresentanter, och bygglovsprocesserna tenderar därmed att ta allt längre tid.

Anslutningsprocessen har framkommit som ett hinder för att snabbt avhjälpa överföringsbegränsningar i intervjuer med distributionsnätsföretagen, även om alla upplevda hinder inte kan kopplas till dagens regelverk. Initiativ görs kring detta i branschen, bland annat av Ei kopplat till informationsdelning i anslutningsprocessen<sup>55</sup> samt Svenska kraftnäts rapport som bland annat innehåller rekommendationer gällande effektivisering av anslutningsprocessen<sup>56</sup>.

En del initiativ görs hos nätföretagen själva för att effektivisera sin anslutningsprocess. Vissa större nätföretag arbetar med att digitalisera för att underlätta och effektivisera processen. Ett nätföretag som Sweco intervjuat nämner att man infört mätbara nyckeltal i de olika stegen i anslutningsprocessen på verksamhetsnivå för att ha mål att arbeta mot. Vissa nätföretag har också påbörjat initiativ för att rensa "luftbokningar" i anslutningskön genom att efterfråga exempelvis markavtal för att behålla sin plats i kön. Swecos bild är att nätföretagen generellt upplever ett hinder kring att de inte kan, får eller vill särbehandla och prioritera anslutande kunder i sin kö. Ett företag föreslog därför att en prioriteringsordning skulle kunna komma "uppifrån" (exempelvis från statligt håll) om man anser att en viss kundtyp i näten är mer prioriterad än andra gällande anslutning.

För anslutning till transmissionsnätet har många aktörer fått vänta länge innan en nätutredning kan påbörjas och innan tilldelning av kapacitet kan ske. Svenska kraftnät har nyligen i ett regeringsuppdrag publicerat en slutrapport som beskriver effektivisering av processen anslutning till transmissionsnätet där en rad åtgärder listas<sup>57</sup>.

<sup>55</sup> Energimarknadsinspektionen, Informationsdelning vid anslutning till elnätet (2023), <https://ei.se/bransch/informationsdelning-vid-anslutning-till-elnatet>, hämtat januari 2024

<sup>56</sup> Svenska Kraftnät, Rapport föreslår åtgärder och principer som kan effektivisera anslutningsprocessen (2024) <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2024/rapport-foreslar-atgarder-och-principer-som-kan-effektivisera-anslutningsprocessen/>, hämtad februari 2024

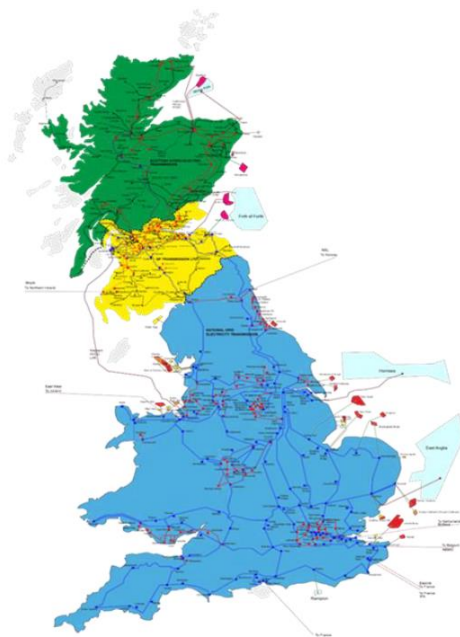
<sup>57</sup> Svenska Kraftnät, Effektivisering av processen för anslutning till transmissionsnätet (2024), [Effektivisering av processen för anslutning till transmissionsnätet \(svk.se\)](https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2024/rapport-foreslar-atgarder-och-principer-som-kan-effektivisera-anslutningsprocessen/), hämtad februari 2024

## 4 Utblick i Europa

I detta avsnitt presenteras en utblick av hur tre andra europeiska länder hanterar överföringsbegränsningar i de nationella elnäten: Storbritannien, Nederländerna och Tyskland.

### 4.1 Storbritannien

National Grid ESO är systemansvarig för kraftsystemet i England. Transmissionsnätet omfattar spänningsnivåer 275 kV och uppåt i Wales och England, samt 132 kV och uppåt i Skottland. Speciellt för England är att National Grid ESO inte äger transmissionsnätet. I stället finns tre transmissionsnätsägare, se Figur 15.



Figur 15: Det brittiska transmissionsnätet och dess ägare: Scottish Hydro Electric Transmission i norra Skottland (översta segmentet), Scottish Power Transmission i södra Skottland (mellersta segmentet) och National Grid Electricity Transmission i England och Wales (södra segmentet).<sup>58</sup>

<sup>58</sup> National Grid ESO, Electricity Ten Year Statement 2023 (2023), <https://www.nationalgrideso.com/research-and-publications/electricity-ten-year-statement-etyts>, hämtad december 2023



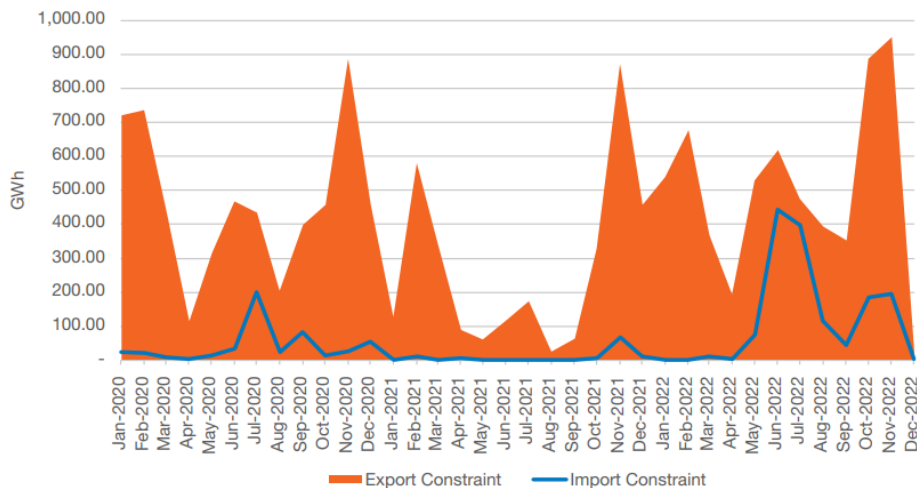
Storbritanniens elsystem liknar det svenska med en hög andel förnybart i norr, i synnerhet vindkraft, och HVDC-förbindelser i sydöstra England med höga nord-syd flöden som kan orsaka termiska överföringsbegränsningar som följd.

#### 4.1.1 Förekomst av överföringsbegränsningar

Dessa begränsningar har historiskt förekommit främst i Skottland och norra delen av England<sup>59</sup>. Sedan 2022 har även överföringsbegränsningar runt London och sydöstra England uppkommit allt oftare, främst orsakade av flöden över landsgränsen<sup>60</sup>. Detta liknar situationen i Sverige där nya flödesmönster i det nordiska nätet (så kallat öst-västligt flöde, se avsnitt 3.1.3) resulterade i att nya överföringsbegränsningar uppenbarade sig.

I södra England uppstår även mer lokala överföringsbegränsningar på grund av en stor andel distribuerade energiresurser anslutna till distributionsnätet. ESO räknar med fler anslutningar av förnybar elproduktion i norra och östra Storbritannien, vilket kommer öka överföringsbegränsningar, speciellt för flöden från norr till söder<sup>61</sup>.

Figur 16 visar hur aktiverade volymer för omdirigering har utvecklats mellan 2020 och 2022. Det ansträngda läget på kontinenten år 2022, med nettoexport från Storbritannien till kontinenten som följd för första gången samma år, orsakade nya flödesmönster i det brittiska elnätet. Detta medförde en ökning av volymer av omdirigeringsåtgärder på grund av framför allt en överföringsbegränsning som begränsade importen mot London och sydöstra England från resten av Storbritannien<sup>62</sup>.



Figur 16: Omdirigeringsvolymer för att hantera import- och exportbegränsade områden.<sup>63</sup>

<sup>59</sup> National Grid ESO, 2019, Constraint Management Pathfinder Request for Information Iterative Guidance Document

<sup>60</sup> National Grid ESO, Markets Roadmap (2023), <https://www.nationalgrideso.com/document/278301/download>, hämtad december 2023

<sup>61</sup> National Grid ESO, What are we doing to manage congestion on Britain's electricity network? (2021), <https://www.nationalgrideso.com/news/what-are-we-doing-manage-congestion-britains-electricity-network>, hämtad december 2023

<sup>62</sup> National Grid ESO, Markets Roadmap

<sup>63</sup> National Grid ESO, Markets Roadmap

#### 4.1.2 Hantering av överföringsbegränsningar

Storbritannien har överföringsbegränsningar i olika delar av elnätet och på olika nivåer. Elnätsaktörerna i Storbritannien och deras ansvarsfördelning skiljer sig från Sveriges struktur. En skillnad är att Storbritannien skiljer på systemoperatör och nätägare på transmissionsnättnivå. Storbritanniens transmissionsnätoperatör är National Grid Electricity System Operator (ESO). ESO äger inte infrastrukturen, utan sköter endast driften av transmissionsnätet. Infrastrukturen ägs av tre transmissionsföretag, National Grid Electricity Transmission, Scottish Hydro Electric Transmission och SP Energy Networks. Landet har 14 distributionsnätägare (DNO:er), ägda av 6 DNO-grupper, för specifika regioner inom landet<sup>64</sup>. TSO och DNO:er använder sig av flera verktyg för att hantera överföringsbegränsningarna.

##### Villkorade avtal

Volymen av överföringsbegränsningar har ökat markant i Storbritannien till följd av den snabba utbyggnaden av förnybara energikällor efter införandet av feedin-tariffer. Detta ledde till en ökad andel av nekade anslutningsförfrågningar. För att möjliggöra nya anslutningar i det befintliga nätet (både transmissions- och distributionsnäten) började DNO:er använda sig av villkorade avtal relativt tidigt och därmed var Storbritannien ett av de första europeiska länder där sådana avtal tecknades<sup>65</sup>. Dessa villkorade avtal ger TSO, eller DNO, rätt att vid behov begränsa inmatningen eller uttaget till en lägre kapacitet än den kapacitet som aktören har ansökt om. När nätutbyggnaden skett kan sedan aktören nyttja den fulla kapaciteten utan begränsning. Dessa avtal är av sin natur tidsbegränsade och ingår i vad CEER refererar till som "Firm connection agreements with temporary capacity limitation" i sin senaste rapport om alternativa anslutningsavtal<sup>66</sup>.

##### Active Network Management (ANM)

I praktiken har många distributionsnät i Storbritannien implementerat så kallade Active Network Management-system som kontinuerligt övervakar nätet och automatiskt reglerar upp/ner laster eller produktionsanläggningar med villkorade avtal<sup>67</sup>. ANM benämner regler-system som dynamiskt kan styra deltagande resurser för att till exempel hålla spänning, frekvens eller överförd effekt inom vissa gränser<sup>68</sup>. Detta innebär att i många fall sker inmatnings- eller uttagsbegränsningarna automatiskt.

##### Automatisk produktionsfrånkoppling

Automatisk produktionsfrånkoppling (engelska: "constraint management intertrip services", CMIS) är avtal på årsbasis och tecknas med vissa generatorer som kan komma att bli frånkopplade efter fel av ett nätvärn vid behov.

<sup>64</sup> Nationwide energy solution utilities, <https://www.nationwideutilities.com/service/dno-idno/>, hämtad december 2023

<sup>65</sup> Thema consulting group, Conditional Grid Connections (2022), Constraint Management Pathfinder Request for Information Iterative Guidance Document, hämtad December 2023

<sup>66</sup> CEER, CEER Paper on Alternative Connection Agreements (2023), <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/e473b6de-03c9-61aa-2c6a-86f2e3aa8f08>, hämtad december 2023

<sup>67</sup> Scottish and Southern Electricity Networks, Flexible connection option (2024), <https://www.ssen.co.uk/our-services/flexible-solutions/flexible-connections>, hämtad december 2023

<sup>68</sup> National Grid, "Active Network Management", <https://www.nationalgrid.co.uk/our-network/active-network-management-anm>, hämtad december 2023

Generatorerna erhåller både en aktiveringsersättning och fränkopplingsersättning, det vill säga ersättning för både aktivering av nätväret (även utan utlösning) och för faktiska fränkopplingar<sup>69</sup>.

### Bilateral handel

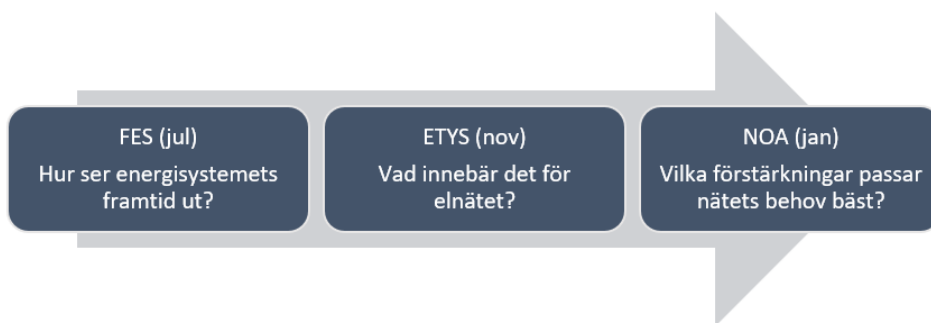
ESO kan teckna bilaterala avtal (engelska "forward trading via bilateral agreements") med specifika aktörer för att reglera produktion eller förbrukning upp eller ner vid överföringsbegränsningar<sup>69</sup>. Denna handel sker mellan dagen före-marknaden och leveranstimmen och är lik vad som ibland kallas för preventiv omdirigering, det vill säga omdirigering som aktiveras i förebyggande syfte innan leveranstimmen. Detta har historiskt sett inte utförts i Sverige där all omdirigering i stället skett via specialreglering på mFRR-marknaden (det vill säga i drifttimmen). Sedan 2021 har Svenska kraftnät börjat upphandla mothandelsresurser som kan aktiveras i förebyggande syfte för att kunna höja handelskapaciteter trots överföringsbegränsningar<sup>70</sup>.

### Balansmarknaden

På balansmarknaden (engelska "Balancing Mechanism") kan ESO avropa bud i realtid under leveranstimmen. Detta är likt mFRR-marknaden i Sverige.

#### 4.1.3 Framtida hantering av överföringsbegränsningar

För att uppskatta mängden av framtida överföringsbegränsningar utför ESO ett arbete i flera steg (se Figur 17) med framtagande av energiscenarier (engelska "Future Energy Scenarios" <sup>71</sup> FES), utvärdering av bland annat överföringsbegränsningar i "Electricity Ten Year Statement" <sup>72</sup> (ETYS) och identifiering av de mest kostnadseffektiva nätutbyggnadsalternativen i "Network Options Assessment" <sup>73</sup> (NOA).



Figur 17: Process för identifiering av nätutvecklingsbehov i Storbritannien.<sup>74</sup>

<sup>69</sup> National Grid ESO, 'Markets Roadmap', mars 2023.

<sup>70</sup> Svenska kraftnät, Svenska kraftnät bjuder in till marknadsdialoger inför upphandling av mothandel om omdirigering (2023), <https://www.svk.se/om-oss/mot-svenska-kraftnat/evenemang/2023/inbjudan-till-marknadsdialog-infor-upphandling2/>, hämtad december 2023

<sup>71</sup> National Grid ESO, Future Energy Scenarios 2023 (2023)

<sup>72</sup> National Grid ESO, Electricity Ten Year Statement 2023 (2023)

<sup>73</sup> National Grid ESO, Network Option Assessment 2021/22 Refresh (2022)

<sup>74</sup> Ofgem, Centralised Strategic Network Plan: Consultation on Framework for Identifying and Assessing Transmission Investment Options (2023),

I senaste ETYS- och NOA-arbetet prognosticerar ESO en ökning av antalet tillfällen med överföringsbegränsningar på många av de viktigaste överföringskorridorerna<sup>75</sup> med ökade kostnader för deras hantering som följd.

Baserade på de analyser som görs inom denna nätutvecklingsprocess föreslår ESO även andra åtgärder utöver ren nätutbyggnad för att bemöta och hantera den ökade volymen av överföringsbegränsningar. Dessa åtgärder omfattar åtgärder för att påskynda nya anslutningar trots överföringsbegränsningar i nätet<sup>76</sup>, åtgärder för att förbättra den operativa hanteringen av överföringsbegränsningar, samt ändringar i marknadsdesignen.

### Åtgärder för att påskynda nya anslutningar

En åtgärd för att påskynda nya anslutningar är en *amnesti för att lämna anslutningskön*. Historiskt har projekt i anslutningskön som önskat lämna kön behövt betala en kostnad för det. Mellan september 2022 och april 2023 har ESO, i samarbete med Ofgem, utfärdat en så kallad amnesti där anslutningsprojekt har kunnat lämna anslutningskön utan kostnad. Detta initiativ har frigjort mer än 8 GW i anslutningskön<sup>77</sup>, vilket är mer än den uppskattning på 4 GW som gjordes inför lanseringen av denna åtgärd.

En annan åtgärd är *nedprioritering av fördröjda anslutningsprojekt*. Ofgem har i november 2023 beslutat om ändringar i köhanteringen av nya anslutningar<sup>78</sup>. Dessa ändringar innebär att ESO har rätt att nedprioritera nya anslutningsprojekt om de inte fortgår enligt plan vilket uppskattas kunna frigöra 80 GW i anslutningskön.

Påverkan av hur dessa två åtgärder minska anslutningskön redovisas i Figur 18.

---

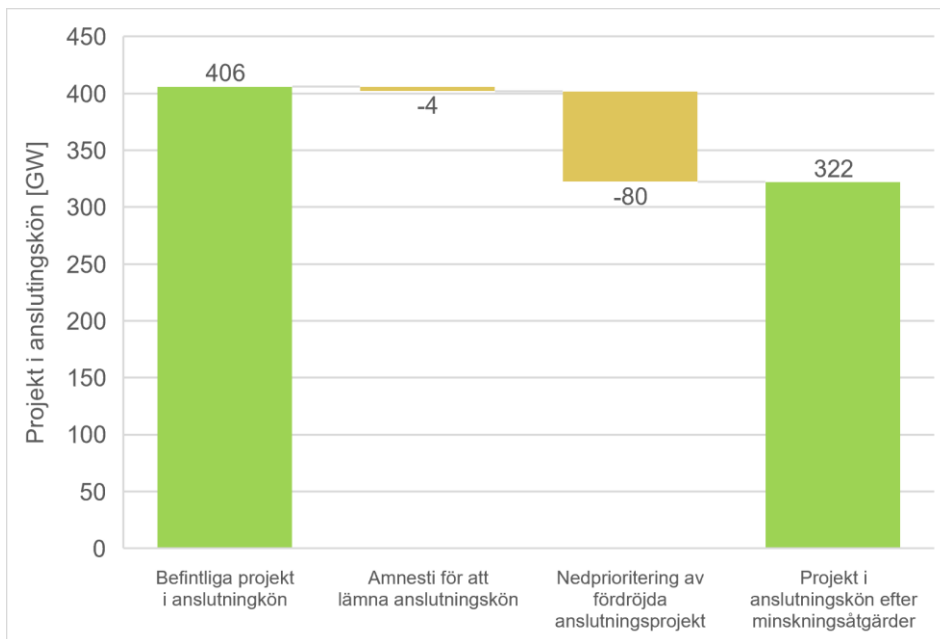
<https://www.ofgem.gov.uk/publications/centralised-strategic-network-plan-consultation-framework-identifying-and-assessing-transmission-investment-options>, hämtad december 2024

<sup>75</sup> National Grid ESO, Markets Roadmap (2023)

<sup>76</sup> National Grid ESO, Queue management, <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/connections/queue-management>, hämtad december 2023

<sup>77</sup> National Grid ESO, Our five-point plan, <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/connections/our-five-point-plan>, hämtad december 2023

<sup>78</sup> Ofgem, Connection and Use of System Code (CUSC) CMP376: Inclusion of Queue Management Process within the CUSC (CMP376) (2023), hämtad december 2023



Figur 18: Förväntade påverkan av åtgärder för att minska anslutningskön.<sup>79</sup>

En tredje åtgärd för att påskynda anslutningsprocessen är en *översyn av nuvarande antaganden som används i anslutningsanalyser*, så kallade *Construction Planning Assumptions (CPA)*. Denna översyn antas resultera i tidigare anslutningsdatum för anslutningsprojekt i nuvarande kön. ESO planerar att slutföra detta sommaren 2024<sup>80</sup>.

Ytterligare än åtgärd är *nya modelleringsantaganden för anslutning av batterilager i CPA* där (1) batterier inte längre antas producera full effekt vid last- och generationstoppar, (2) batteriers driftmönster för batterier lokaliserade i samma geografiska område inte antas vara exakt likadana och (3) batterier nu antas köras under relativt korta perioder. Dessa nya antaganden kommer att resultera i snabbare anslutningar av batteriprojekt i områden med begränsade anslutningskapacitet på grund av överföringsbegränsningar. Denna åtgärd tillsammans med föregående punkt förväntas möjliggöra 46 GW av nya anslutningar.

En sista åtgärd för att påskynda anslutningsprocessen är *användning av villkorade avtal för batteriprojekt* där batterierna kan ansluta tidigare än planerat under villkoret att de kan komma att begränsas under ett fåtal tillfällen i väntan på den fulla nödvändiga nätutbyggnaden. Detta förväntas påskynda 15 GW av nya anslutningar av batteriprojekt med 4 år i snitt<sup>81</sup> och med upp till 11 år<sup>82</sup>.

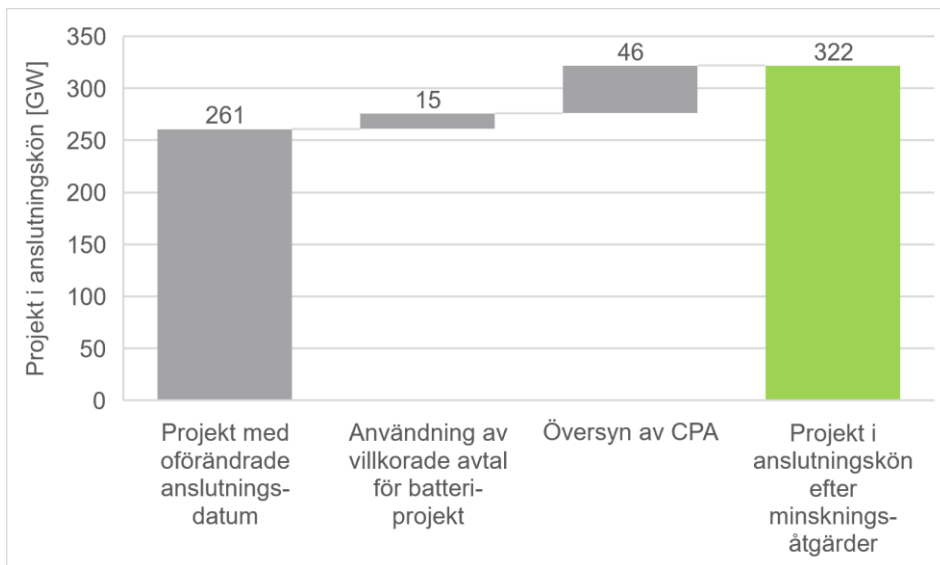
Av de 322 GW av projekt som återstår i anslutningskön efter minskningsåtgärderna, se Figur 18, förväntas 61 GW (46 GW + 15 GW) kunna anslutas tidigare tack vare dessa åtgärder, se Figur 19.

<sup>79</sup> National Grid ESO, Connections Reform - Summary of Final Recommendations (2023)

<sup>80</sup> National Grid ESO, Connections Reform - Summary of Final Recommendations (2023)

<sup>81</sup> National Grid ESO, Connections Reform - Summary of Final Recommendations (2023)

<sup>82</sup> The Department for Energy Security and Net Zero and Ofgem, Connections Action Plan - Speeding up Connections to the Electricity Network across Great Britain (2023)



Figur 19: Projekt med påskyndat anslutningsdatum.

Ofgem och Energisäkerhets- och Nettonolldepartementet har i november 2023 sammanställt en opinionsrapport om dessa föreslagna åtgärder, baserat på en öppen branschkonsultation. Det framgår tydligt i rapporten att en hörnsten i förkortningen av anslutningstider är en ökad användning av villkorade avtal (engelska "non-firm/flexible connection arrangements") för att möjliggöra nya anslutningar, med möjliga inmatnings- eller uttagsbegränsningar utan ekonomisk ersättning vid behov i väntan på full nätutbyggnad.

I rapporten från Ofgem och Energisäkerhets- och Nettonolldepartementet påpekas bland annat att definitionen av villkorade avtal måste förtydligas, i synnerhet för batterier då dessa både kan producera och konsumera el. Dessutom påpekas att uppskattningen av omfattningen av inmatnings- eller uttagsbegränsningar vid tecknande av villkorade avtal ofta inte är representativa av de faktiska begränsningsbehoven. Detta försvårar riskkvantifieringen av inmatnings- och uttagsbegränsningar för investerare.

### Åtgärder för den operativa hanteringen av överföringsbegränsningar

En åtgärd för den operativa hanteringen är *energilagring för hantering av överföringsbegränsningar*. I ett projekt<sup>83</sup> har ESO analyserat huruvida energilagring skulle kunna användas i stor omfattning för hantering av överföringsbegränsningar. Slutsatserna är att det i många fall inte är ett relevant alternativ till nätutbyggnad på grund av andra produkter där energilagring kan erbjuda flexibilitet, i synnerhet för frekvensbalansering, produkter som erbjuder bättre ersättning än produkter för hantering av överföringsbegränsningar.

ESO utforskar även *nya nätvärm* med produktionsfrånkoppling mot ersättning (engelska "intertrip").<sup>84</sup> Dessa nätvärm motsvarar vad som benämns PFK (Produktionsfrånkoppling) i Sverige, se avsnitt 3.3.1, och kopplar bort förutbestämda generatorer vid exempelvis termiska överföringsbegränsningar efter fel. Dessa nätvärm möjliggör ökade överföringar före fel.

<sup>83</sup> National Grid ESO, Energy Storage for Constraint Management (2023)

<sup>84</sup> NOA Constraint Management Pathfinder, <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/pathfinders/noa-constraint-management-pathfinder#EC5-Constraint-Management-Intertrip-Service>, hämtad december 2023

I Storbritannien har det även införts så kallade *lokala överföringsbegränsningsmarknader* (engelska "local constraint markets" – LCM) för att hantera särskilda överföringsbegränsningar (t.ex. mellan Skottland och England) i transmissionsnätet<sup>85</sup>. Dessa marknader är lika lokala flexibilitetsmarknader men är till för att lösa överföringsbegränsningar på transmissionsnivå.

Systemoperatörerna i Storbritannien arbetar också med samarbetet mellan TSO och DNO:er för att förbättra den operativa hanteringen av överföringsbegränsningar. *Regionala utvecklingsprogram* (engelska "regional development programs", RDP<sup>86</sup>) är samarbeten mellan TSO och DNO:er för att motverka utmaningar såsom överföringsbegränsningar. RDP föddes när villkorade avtal började användas för att snabbare ansluta distribuerade energiresurser, såsom solpaneler, till distributionsnät trots överföringsbegränsningar i transmissionsnätet. Ett liknande exempel i Sverige är sthlmflex, där Svenska kraftnät, Ellevio, E.ON. och Vattenfall samarbetat för att ta fram en gemensam flexibilitetsmarknad<sup>87</sup>. Dessa program innebär ofta en integrering av IT-verktyg (inklusive nya kommunikationskanaler) och processer hos både TSO och DNO:er. De framtagna lösningarna är specifika till RDP och kan innefatta till exempel automatisk produktionsfrånkoppling eller lokala flexibilitetsmarknader, i båda fall för att komma åt flexibiliteten i distribuerade energiresurser anslutna till distributionsnäten för att hantera överföringsbegränsningar i transmissionsnätet.

*Förbättring av observerbarheten av distribuerade energiresurser* är en ytterligare åtgärd och möjliggör för (1) bättre prognoser av behovet av överföringsbegränsningar och därmed minskade kostnader för deras hantering, (2) ökat deltagande av dessa enheter i t.ex. lokala flexibilitetsmarknader eller RDP och därmed en ökad likviditet i dessa plattformar och (3) en bättre samordning mellan t.ex. DNO-styrda enheter (via Active Network Management) och hantering av överföringsbegränsningar på transmissionsnivå<sup>88</sup>. ESO konsulterar nu branschen om föreslagna åtgärder på både kort och lång sikt för att förbättra observerbarheten av distribuerade energiresurser. Dessa åtgärder inkluderar exempelvis utveckling av nya standarder för datautbyte och nya kommunikationskanaler.

## Ändringar i marknadsdesign

Idag utgör Storbritannien endast ett elområde. National Grid ESO har föreslagit en övergång till nodprissättning<sup>89</sup> i spotmarknaden för att ge lokaliserade prissignaler för både produktion och förbrukning. De anser att nodprissättning kan vara ett kostnadseffektivt sätt att hantera överföringsbegränsningar. Detta förslag är en input till regeringsarbetet om elmarknadsöversynen (engelska "Review of Electricity Market Arrangements" REMA). Branschen konsulterades om bland annat detta förslag som en del av REMA-arbetet. En majoritet av svaren var negativa till detta förslag främst på grund av den ökade osäkerheten orsakad av komplexiteten av en övergång mot nodprissättning, vilket skulle leda till minskade investeringar i bland annat förnybar energi. Arbetet med REMA fortgår hos den brittiska regeringen.

<sup>85</sup> ESO, Local Constraint Market, <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/local-constraint-market/>, hämtad december 2023.

<sup>86</sup> National Grid ESO, Regional Development Programme Update (2022), hämtad december 2023

<sup>87</sup> Svenska kraftnät <https://www.svk.se/sthlmflex>

<sup>88</sup> National Grid ESO, 'Operational Visibility of DER', maj 2022.

<sup>89</sup> National Grid ESO, 'Operability Strategy Report 2023', december 2022.

De föreslagna åtgärderna av ESO, utöver nätutbyggnad, för att bemöta och hantera överföringsbegränsningar sammanfattas i Figur 20.

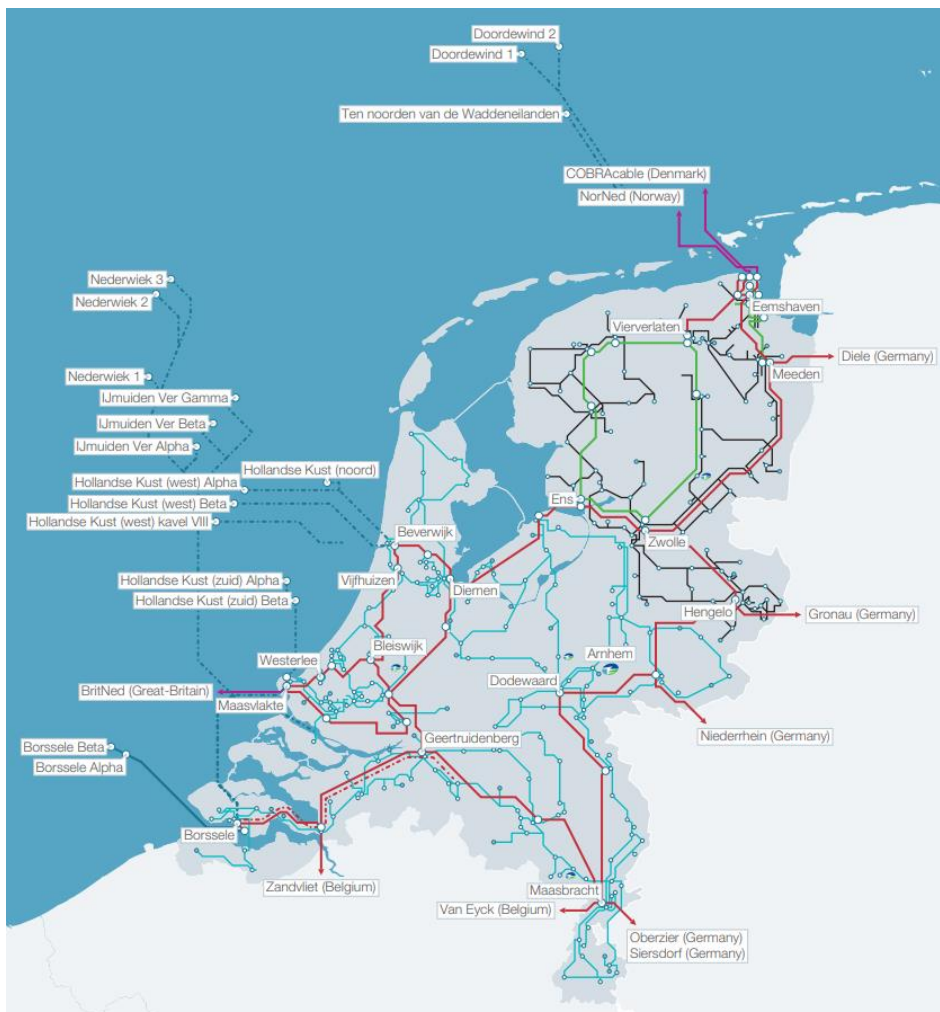


Figur 20: ESO:s föreslagna åtgärder för att hantera en prognostiserad ökning av överföringsbegränsningar består av åtgärder för att påskynda nya anslutningar trots överföringsbegränsningar i nätet, åtgärder för att förbättra den operativa hanteringen av överföringsbegränsningar, samt ändringar i marknadsdesignen.

## 4.2 Nederländerna

TenneT är systemansvarig för kraftsystemet i Nederländerna samt förvaltar och utvecklar transmissionsnätet som omfattar spänningsnivåerna 110 kV och uppåt, se Figur 21. Det finns sex distributionsnätbolag (DSO) med tre väldigt stora DSO:er (Liander, Enexis B.V. och Stedin B.V.) som sammanlagt nästan äger allt distributionsnät i Nederländerna.





Figur 21: Karta över det nederländska transmissionsnätet med ledningar på 110 kV (svart), 150 kV (ljusblå), 220 kV (grön) och 280 kV (röd). Streckade linjer är planerade ledningar.<sup>90</sup>

#### 4.2.1 Förekomst av överföringsbegränsningar

Överföringsbegränsningar har ökat markant i det nederländska nätet på grund av främst två faktorer<sup>91</sup>: (1) ökande gaspriser de senaste åren (2022 i synnerhet) har påskyndat elektrifieringen av uppvärmningssektorn och industriella processer, vilket har lett till många nya anslutningsförfrågningar för ny last, samt (2) hög vindkraftsproduktion i norra Tyskland transiterar genom Nederländerna för att nå förbrukningsregionerna i södra Tyskland på grund av den begränsade nordsydliga kapaciteten i det tyska elnätet. Det förstnämnda har inneburit att det inte finns kapacitet kvar för nya anslutningar i vissa regioner. Det sistnämnda har inneburit operativa överföringsbegränsningar som måste hanteras av den nederländska TSO:n TenneT. Ökningen av överföringsbegränsningarna har skett på både distributions- och

<sup>90</sup> TenneT, Grid map onshore Netherlands (2023), <https://www.tennet.eu/grid/grid-maps>, hämtad 2023-02-09

<sup>91</sup> TenneT, Integrated Annual Report, (2023), hämtad december 2023

transmissionsnivå. Situationen blev ohanterbar och fick TenneT att utfärda tillfälliga anslutningsstopp i regionerna Brabant och Limburg år 2021<sup>92</sup>.

#### 4.2.2 Hantering av överföringsbegränsningar

Överföringsbegränsningar på transmissions- och distributionsnivå hanteras med hjälp av flera verktyg idag.

##### **Kapacitetsbegränsningar i spot- och intradagsmarknaden.**

Nederländerna ingår i kapacitetsberäkningsregionen "Core" som använder den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden i dagen före-marknaden. TenneT identifierar kritiska nätelement som kan komma att överbelastas vid stor gränsöverskridande handel och skickar in dessa till marknadskopplingsalgoritmen så att kapacitetstilldelningen tar hänsyn till dessa begränsningar. Prognosavvikelser och modellfel på grund av förenklingar i den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden kan innebära att överföringsbegränsningar ändå uppstår. TenneT gör säkerhetsanalyser efter avslutad handel på dagen före-marknaden (så-kallade "day-ahead congestion forecasts" DACF), samt dittills avslutad handel på intradagsmarknaden ("intraday congestion forecast" IDCF), och vidtar andra åtgärder ifall överföringsbegränsningar identifieras<sup>93</sup>.

##### **Reserve Power other Purposes (RPOP)**

*Reserve Power other Purposes (RPOP)* är en marknadsbaserad plattform där marknadsaktörer skickar in bud för upp- och nedreglering och där TenneT kan aktivera omdirigerings- eller mothandelsresurser (genom avrop av dessa bud) för att hantera överföringsbegränsningar mellan avslut av dagen före-handeln och leveranstimmen. Laster och generatorer med en kapacitet större än 60 MW måste lämna in bud på denna plattform medan deltagande av mindre anläggningar är frivilligt<sup>94</sup>.

##### **GOPACS**

Nederländerna har implementerat en gemensam plattform för hantering av överföringsbegränsningar, *Grid Operators Platform for Congestion Solutions (GOPACS)*. Via GOPACS kan både TSO och DSO:er lägga upp identifierade behov av omdirigering och mothandel och marknadsaktörer lämnar in bud med information om lokaliseringen i nätet. I praktiken skickar aktörerna intradagsbud till sin vanliga elmarknadsoperatör och dessa bud förs vidare av elmarknadsoperatören till GOPACS<sup>95</sup>. Därmed kan dessa intradagsbud avropas antingen på den vanliga europeiska intradagsmarknaden (då utan behov av lokaliseringinformation) eller genom GOPACS för hantering av identifierade överföringsbegränsningar i transmissions- eller distributionsnäten. Denna process förenklar avsevärt deltagandet av marknadsaktörerna som inte behöver registrera sig på och använda en ny plattform utan endast behöver kommunicera med sin vanliga elmarknadsoperatör. Utöver intradagsbud finns också möjlighet för TSO eller DSO:er att genom GOPACS avropa aktivering av

<sup>92</sup> TenneT(2022), <https://www.tenneT.eu/congestion-study-brabant-and-limburg>, hämtad december 2023

<sup>93</sup> TenneT, '2021 Assessment of Available Cross-Zonal Capacity for the Netherlands', Juni 2022.

<sup>94</sup> van Dijk, 'Distributed Energy Resources for Congestion Management in the Dutch Electricity System (2022)', hämtad december 2023

<sup>95</sup> Hirth och Glismann, Congestion Management (2018)

kapacitetsbegränsande avtal. Dessa avtal är nya sedan maj 2022 och beskrivs längre ner i detta avsnitt. En överblick av GOPACS presenteras i Tabell 5.

Tabell 5: Översikt av den gemensamma plattformen för hantering av överföringsbegränsningar, GOPACS.

GOPACS	
<b>Namn</b>	
<b>Land</b>	Nederländerna
<b>Aktiv sedan</b>	December 2018 <sup>96</sup>
<b>Deltagande aktörer</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• TSO: TenneT</li> <li>• DSO:er: Coteq, Enexis, Liander, Rendo, Stedin och Westland Infra<sup>97</sup></li> </ul>
<b>Samverkan DSO/TSO</b>	GOPACS är en av de första TSO-DSO koordinerade plattformarna för att hantera överföringsbegränsningar. <sup>98</sup>
<b>Typ av åtgärd för att hantera överföringsbegränsningar</b>	Agerar som en länk mellan systemansvariga och marknadsaktörer genom att interagera med deltagande marknadsplattform. <sup>99</sup> Är inte en egen marknadsplattform.
<b>Deltagande marknadsplattform</b>	Nationella intradagsmarknaden ETPA Europeiska elbörsen EPEX SPOT <sup>100</sup>
<b>Princip</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• TSO och DSO:er lägger upp identifierade behov av omdirigering och mothandel.</li> <li>• Marknadsaktörer lämnar in bud på intradagsmarknaden. Om budet innehåller information om lokaliseringen i nätet kan det användas för att hantera överföringsbegränsningar via GOPACS.</li> <li>• I GOPACS paketeras en köporder med en säljorder för att upprätthålla balans i elsystemet<sup>101</sup>.</li> <li>• TSO:er och DSO:er kan avropa aktivering av kapacitetsbegränsande avtal.</li> </ul>
<b>Möjliga åtgärder för att hantera överföringsbegränsningar i GOPACS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Intradagshandel med lokaliseringsinformation</li> <li>• Avropa aktivering av kapacitetsbegränsande avtal</li> </ul>

<sup>96</sup> Chondrogiannis m fl., Local Electricity Flexibility markets in Europe (2022)

<sup>97</sup> GOPACS, <https://en.gopacs.eu/join-gopacs/>, hämtad december 2023

<sup>98</sup> Chondrogiannis m fl., Local Electricity Flexibility markets in Europ (2022), hämtad December 2023

<sup>99</sup> Energimarknadsinspektionen, Kapacitetsutmaningen I elnäten' EiE2020:06 (2020)

<sup>100</sup> EPEX SPOT, '-EPEX SPOT-s Localflex Dutch market to connect GOPACS in June 2023', 2023

<sup>101</sup> Energimarknadsinspektionen, 'Kapacitetsutmaningen I elnäten', 2020, EiE2020:06

### 4.2.3 Framtida hantering av överföringsbegränsningar

På grund av den stora omfattningen av överföringsbegränsningar beslutade den nederländska tillsynsmyndigheten i maj 2022 om ändringar i nätkoden för hantering av överföringsbegränsningar<sup>102</sup>. Dessa ändringar kompletterar dåvarande hanteringen av överföringsbegränsningar med nya verktyg som beskrivs nedan.

En första ändring är *obligatoriskt deltagande för anläggningar större än 1 MW*. Denna ändring innebär att TSO och DSO:er kan kräva alla anläggningar större än 1 MW (tidigare 60 MW) att delta i omdirigering eller mothandel (genom RPOP-plattformen, se ovan) för hantering av överföringsbegränsningar.

En andra ändring är *obligatoriska studier om lokala överföringsbegränsningar*. Denna ändring innebär krav på TSO och DSO:er att genomföra studier tillsammans med möjliga flexibla resurser i alla regioner med identifierade överföringsbegränsningar. Dessa studier ska identifiera förväntade tider med överföringsbegränsningar, ange finansiella resurser för att bekosta motsvarande åtgärder och dokumentera hur aktörer med flexibla resurser blev inblandade i dessa studier.

En tredje ändring är *införandet av kapacitetsbegränsande avtal* (engelska capacity limitation contract – CPC). Ändringen ger TSO och DSO:er möjlighet att erbjuda villkorade avtal för både nya och befintliga anslutningar där aktören beordras begränsa sin inmatning eller förbrukning vid specifika tider<sup>103</sup>. Detta sker mot ekonomisk ersättning. TSO och DSO:er måste informera aktörer om begränsningar senast kl.12 dagen innan leveranstimmen, det vill säga innan gate closure-tiden för dagen före-marknaden. Till skillnad mot den mer traditionella omdirigeringen genom RPOP (se ovan) sker alltså hanteringen av överföringsbegränsningar via villkorade avtal innan dagen före-marknaden, vilket innebär att en aktör inte sedan behöver avvika från sin produktions- eller förbrukningsplan. Dock specificerar den nya nätkoden möjligheten att kunna teckna villkorade avtal även för aktivering efter avslutad handel på dagen före-marknaden om båda parter kommer överens om detta. Dessutom kan avtalas mellan aktören och systemoperatören t.ex. specificera specifika tider för eller maximum antal tillfällen med begränsningar. Med dessa villkorade avtal förväntas antalet flexibla resurser som deltar i hantering av överföringsbegränsningar öka, i synnerhet deltagandet från mindre anläggningar. Ett år efter ändringen i nätkoden har 45 sådana villkorade avtal tecknats<sup>104</sup>.

En fjärde ändring är *införandet av en ny roll "leverantör av tjänster för hantering av överföringsbegränsningar"* (engelska Congestion Service Provider, CSP). Denna nya roll är i praktiken en aggregatorsroll och möjliggör för deltagandet av mindre flexibilitetsresurser. I september 2023 hade 40 aktörer kvalificerats som CSP. Medan den uttalade ambitionen för CSP-reformen är att komma åt flexibilitet hos mindre anläggningar har flera utmaningar identifierats ett år efter införandet av den nya rollen. En utmaning är samordningen mellan balansansvariga (BRP) och CSP, som kan vara två olika aktörer, inte minst vad gäller finansiell ersättning ifall åtgärder vidtagna av CSP medför obalanskostnader för BRP. Detta är inte olik utmaningarna för

<sup>102</sup> ACM, ACM stimulates system operators to utilize existing grids more efficiently, <https://www.acm.nl/en/publications/acm-stimulates-system-operators-utilize-existing-grids-more-efficiently>, hämtad januari 2024

<sup>103</sup> Autoriteit Consument & Markt, Q&A on Congestion Management and Capacity Limitation (2022)

<sup>104</sup> Autoriteit Consument & Markt, Evaluatie Congestie management (2023)

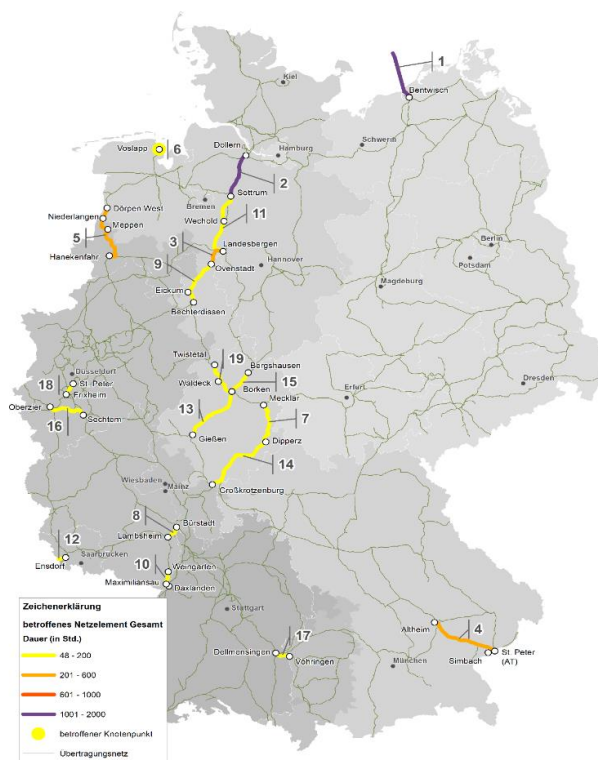
ansvarsfördelningen mellan aggregatorer, BSP och BRP i Sverige. Detta har i Nederländerna lett till att det främst är BRP som ansökt om kvalificering för att bli CSP<sup>105</sup>.

## 4.3 Tyskland

I Tyskland finns fyra systemansvariga: Amprion, TransnetBW, Tennet TSO och 50Hertz Transmission. Transmissionsnätet omfattar spänningsnivåer 110 kV, 220 kV och 380 kV. Det finns ca 740 distributionsnätägare i Tyskland<sup>106</sup>.

### 4.3.1 Förekomst av överföringsbegränsningar

Den massiva utbyggnaden av vindkraft i norra Tyskland och den samtidiga nedläggningen av fossilbaserade kraftverk och kärnkraftverk i södra Tyskland har medfört överföringsbegränsningar i det tyska transmissionsnätet för att överföra överskottet av produktionen i norr till lastcentra i söder. Figur 22 visar en karta över de viktigaste nätelementen med överföringsbegränsningar under år 2021.



Figur 22: Antalet timmar med överföringsbegränsningar 2021 på de mest begränsande nätelementen. Läsanvisning: överföringsbegränsningar uppstod i mellan 48 och 200 timmar på de gulmarkerade nätelementen, mellan 201 och 600 timmar på de orangea, mellan 601 och 1000 timmar på de röda och mellan 1001 och 2000 timmar på de lila. Källa: Bundeskartellamt, "Monitoring Report 2022", June 2023.

<sup>105</sup> Autoriteit Consument & Markt, Evaluatie Congestie management (2023)

<sup>106</sup> Thorsten Reppert, "Local-level ownership of electricity grids: An analysis of Germany's distribution system operators (DSOs)," Utilities Policy, Volume 85, 2023, 101678, ISSN 0957-1787.

Denna omställning är lik situationen i Sverige med ett ökat överföringsbehov från norra till södra Sverige de senaste åren på grund av nedläggningen av kärnkraftreaktorer i södra Sverige och utbyggnaden av vindkraft i norra Sverige. Historiskt har resurser för hantering av överföringsbegränsningar i Tyskland varit styrbara konventionella generatorer. Utfasningen av dessa och det ökade behovet av omdirigering och mothandel har inneburit att andra typer av produktionsresurser har behövt användas av systemoperatörer. Dessa resurser är typiskt anslutna till lägre spänningsnivåer, vilket medför utmaningar vad gäller observerbarhet och kontrollerbarhet, datautbyte i allmänhet och samordningen mellan DSO:er och TSO:er i synnerhet.

### 4.3.2 Hantering av överföringsbegränsningar

Hantering av överföringsbegränsningar regleras i lagen i Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), engelska "Energy Industry Act", samt i Netzausbau-beschleunigungs-gesetz Übertragungsnetz (NABEG), engelska "Grid Expansion Acceleration Act".

Före oktober 2021 ställdes det krav i lagen på att alla konventionella generatorer större än 10 MW skulle kunna regleras av systemoperatörer (mot kostnadsbaserad ersättning) för hantering av överföringsbegränsningar, så kallat redispatch (som i detta fall omfattar både omdirigering och mothandel). Dessa redispatchresurser kompletterades med en upphandlad nätreserv som aktiverades om redispatchresurserna inte skulle räcka till. Dessutom hade systemoperatörer möjlighet att styra förnybara energikällor (vindkraft och solkraft) samt kraftvärmeverk upp eller ned, även där mot kostnadsbaserad ersättning, när andra åtgärder uttömts, så kallat Einspeisemanagement (eller "feed-in management" på engelska). Som sista utväg hade systemoperatörer rätt att styra resurser upp eller ned utan ersättning ifall alla andra åtgärder vidtagits. Detta ramverk kallades för Redispatch 1.0.

I oktober 2021 trädde en lagändring till NABEG i kraft (så kallat NABEG 2.0 eller Redispatch 2.0) som behåller samma indelning av redispatchåtgärder som i Redispatch 1.0 men innebär att alla kraftverk med en installerad effekt högre än 100 kW och styrbara laster högre än 30 kW ska kunna regleras upp eller ned av systemoperatörer vid behov och alltså ingå i redispatchresurser. Denna lagändring ansågs nödvändig för att kunna möta det ökade behovet av omdirigering och mothandel genom att inkludera mindre kraftverk. Uppskattningsvis ökade antalet redispatchresurser från cirka 80 till ca 60 000 anläggningar<sup>107</sup>. Med denna lagändring utökade alltså deltagandekravet från endast att gälla på konventionella generatorer över 10 MW till alla produktionsanläggningar över 100 kW samt alla styrbara laster över 30 kW. Som gällde under Redispatch 1.0 ska systemansvariga först använda sig av omdirigering av konventionella generatorer innan de börjar reglera förnybara energikällor och kraftvärmeverk.

Den nuvarande hanteringen av överföringsbegränsningar, Redispatch 2.0, skiljer sig mot den svenska modellen i flera avseenden på transmissionsnätets nivå. I Sverige hanteras överföringsbegränsningar delvis igenom indelningen i flera budområden och delvis genom så kallade specialregleringar, dvs genom realtidsaktivering av bud på mFRR-marknaden.

<sup>107</sup> Forschungsstelle für Energiewirtschaft (fE), Congestion Management: Redispatch 2.0 in International Comparison (2023), <https://www.ffe.de/en/publications/congestion-management-redispatch-2-0-in-international-comparison>, hämtad januari 2024

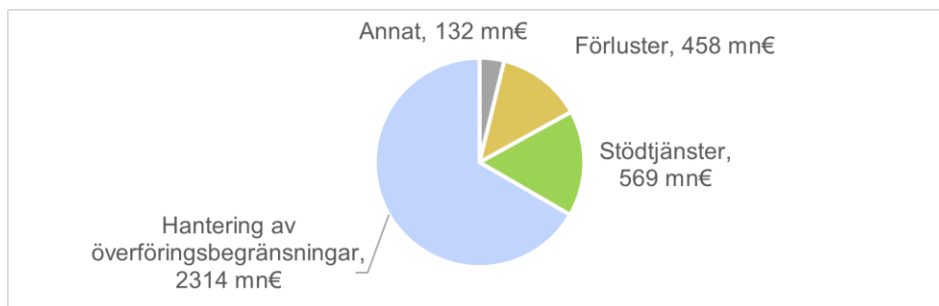
Sedan 2021 har Svenska kraftnät även börjat upphandla mothandelsresurser som kan aktiveras dagen före, se avsnitt 4.1.2.

Indelningen i flera budområden möjliggör en marknadsbaserad hantering av överföringsbegränsningarna i dagen före- och intradagmarknaderna genom att vid behov begränsa handelskapaciteten mellan de svenska budområdena. Denna möjlighet saknas i Tyskland då Tyskland utgör ett enda budområde. Det medför att mängden överföringsbegränsningar efter avslutad handel på dagen före- och intradagmarknaderna är påtagligt högre i Tyskland än i Sverige eftersom handeln inom Tyskland kan ske utan hänsyn till interna överföringsbegränsningar i det tyska transmissionsnätet. I stället kan de tyska TSO:erna beordra upp- eller nedreglering av produktionsenheter större än 100 kW för omdirigering eller mothandel. Detta kan göras i förebyggande syfte (det vill säga inför leveranstimmen) eller i realtid vid skärpt drift eller nöddrift.

För att identifiera behovet av omdirigering eller mothandel genomförs säkerhetsanalyser med hänsyn till avslutad handel på dagen före-marknaden och därtills avslutad handel på intradagmarknaden. Uppstår överföringsbegränsningar i dessa säkerhetsanalyser kan TSO:er beordra ned- eller uppreglering av särskilda kraftverk för att lösa det i förebyggande syfte, det vill säga beordra dessa kraftverk redan innan leveranstimmen att avvika från planerad produktion (mot kostnadsbaserad ersättning) för denna timme. Indelningen i flera budområden i Sveriges fall innebär att förebyggande åtgärder handlar främst om att begränsa dagen före- och intradagkapaciteterna (och sedan 2021, genom upphandling av mothandelsresurser, se ovan). Uppstår överföringsbegränsningar i realtid ändå kan Svenska kraftnät använda så kallad specialreglering för omdirigering eller mothandel, se avsnitt 3.3.1. Resurser tillgängliga för detta ändamål deltar frivilligt i Sverige medan i Tyskland är det som beskrivet ovan krav på alla kraftverk större än 100 kW att delta i omdirigering och mothandel vid behov.

I skrivande stund är 2021 senaste helår med tillgänglig officiell sammanställning av hantering av överföringsbegränsningar<sup>108</sup>. Statistiken i detta avsnitt är hämtad från denna sammanställning om inget annat anges. Detta innebär att övergången till nuvarande Redispatch 2.0 inte fullt ut visar sig i statistiken eftersom denna nya modell trädde i kraft i oktober 2021. I synnerhet borde denna nya modell innebära fler aktiveringar på DSO-nivå.

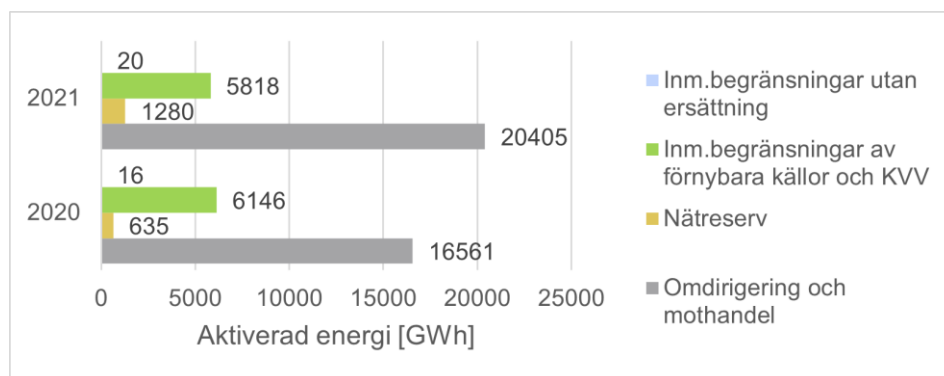
Figur 23 visar de tyska systemoperatörernas kostnader under 2021 uppdelade i kostnader för förluster, anskaffande av stödtjänster, hantering av överföringsbegränsningarna och annat (reaktiv effekt, dödnätsstart med mera). Kostnaderna för hantering av överföringsbegränsningarna utgör cirka två tredjedelar av de totala kostnaderna.



<sup>108</sup> Bundeskartellamt, Monitoring Report 2022 (2023)

Figur 23: Kostnader för hantering av överföringsbegränsningar jämfört med andra kostnadsposter år 2021.

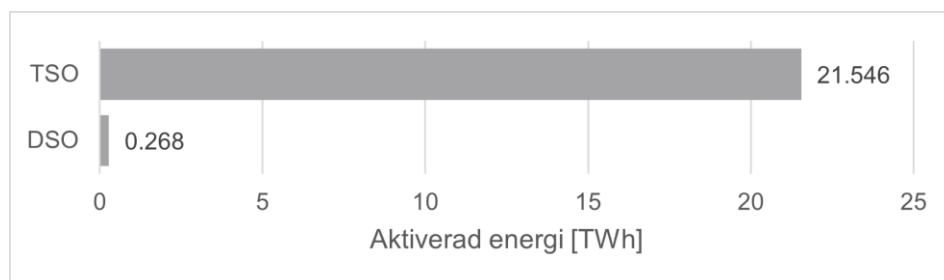
Åtgärder för hantering av överföringsbegränsningar delas upp i fyra olika kategorier: omdirigering och mothandel, nätreserv, inmatningsbegränsningar av förnybara energikällor och kraftvärmeverk och inmatningsbegränsningar utan ersättning. Figur 24 redovisar mängden aktiverad energi för de olika åtgärdstyperna i 2020 och 2021. Omdirigering och mothandel utgör den största posten med 20.4 TWh aktiverad energi under 2021, följt av inmatningsbegränsningar av förnybara energikällor och kraftvärmeverk med 5.8 TWh aktiverad energi samma år.



Figur 24: Aktiverad energi för olika åtgärdstyper.

### Omdirigering och mothandel, inklusive nätreserv

Figur 25 visar att under 2021 vidtogs nästan alla åtgärder för omdirigering eller mothandel, inklusive från nätreserven, i anläggningar anslutna till transmissionsnätet (21.5 TWh utav 21,8 TWh). Dessutom vidtogs merparten av åtgärderna i distributionsnät (227 GWh utav 268 GWh) för överföringsbegränsningar lokaliserade i transmissionsnätet.

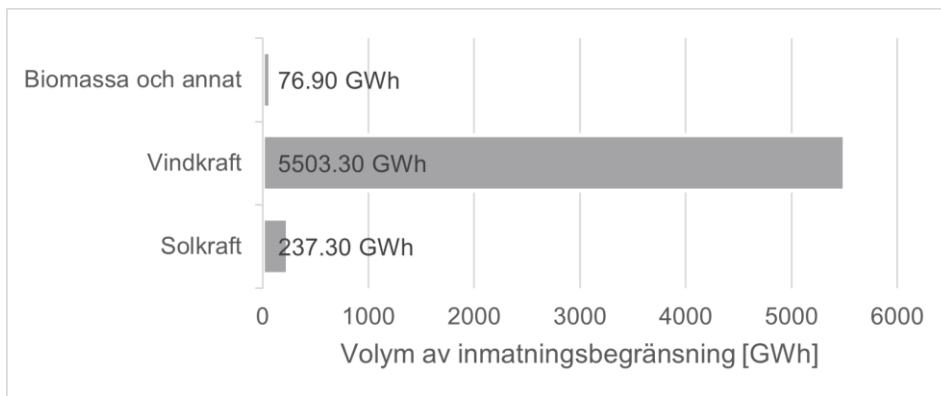


Figur 25: Aktiverad energi för omdirigering eller mothandel samt från nätreserv 2021 beroende på vilken systemoperatör som vidtog åtgärden (TSO eller DSO).

### Inmatningsbegränsningar av förnybar energi och kraftvärmeverk

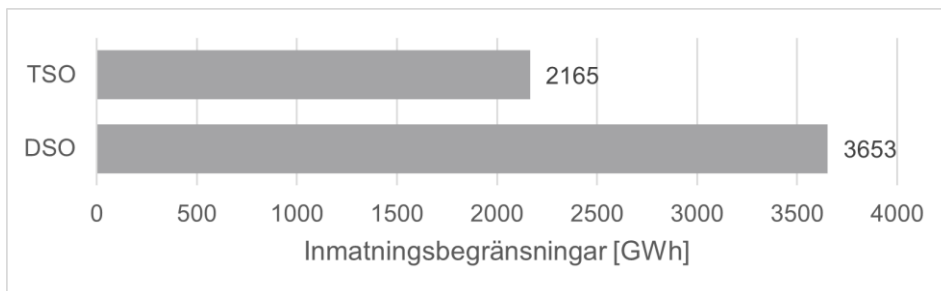
Inmatningsbegränsningarna för förnybar energi och kraftvärmeverk uppgick till drygt 5800 GWh under 2021, ner från ca 6150 GWh 2020. Denna minskning förklaras av genomförda nätutbyggnads- och nätförstärkningsprojekt som minskade antalet och omfattningen av överföringsbegränsningar under 2021 jämfört med 2020. Figur 26 visar vilka kraftslag som begränsades av dessa åtgärder under 2021. Merparten av inmatningsbegränsningarna (5500 GWh utav 5818 GWh) berörde vindkraft. Dessa inmatningsbegränsningar motsvarar 2,7% av årsproduktionen 2021 från dessa källor.





Figur 26: Inmatningsbegränsningar per kraftslag under 2021.

Figur 27 visar mängden inmatningsbegränsningar utförda av TSO:er och DSO:er. Största andelen av inmatningsbegränsningarna utförs av DSO:er, vilket är en viktig skillnad mot omdirigering, mothandel och aktivering av nätreserv, se Figur 27.



Figur 27: Inmatningsbegränsningar av förnybar energi och kraftvärmeverk under 2021 beroende på vilken systemoperatör som vidtog åtgärden (TSO eller DSO).

### 4.3.3 Framtida hantering av överföringsbegränsningar

Medan de två första stegen i utvecklingen av det tyska ramverket för hantering av överföringsbegränsningar, Redispatch 1.0 och Redispatch 2.0, har fokuserat på att göra flexibiliteten på produktionssidan tillgänglig för omdirigering och mothandel, förväntas nästa steg i denna utveckling, så kallat "Redispatch 3.0"<sup>109</sup>, fokusera på att nyttja efterfrågefleksibiliteten från laster mindre än 100 kW, inklusive från mindre utrustning bakom mätaren.

Övergången till nuvarande Redispatch 2.0 och senare i framtiden till Redispatch 3.0 innebär flera utmaningar. Nya resurser för omdirigering och mothandel som systemoperatörer i regelverket får använda ligger på lägre spänningsnivåer och ägs av flera olika aktörer. Detta kommer att ställa krav på samordning mellan många fler enheter av flera olika slag och många fler aktörer. Kontrollerbarhet av dessa enheter, datautbyte i allmänhet och samordningen mellan DSO:er och TSO:er i synnerhet, digitalisering och cybersäkerhet är några av områdena där utveckling kommer behövas för att fullt ut kunna genomföra dessa förändringar<sup>110</sup>.

<sup>109</sup> Transnet BW, Incentives for investments in reliable capacity (2022)

<sup>110</sup> SINTEG, 'Executive Summary of the 5 Syntheses of Results on the SINTEG Funding Programme', August 2023.

Flera projekt har initierats för att ge förslag på hur denna övergång till Redispatch 3.0 kan ske. Det federala ekonomi- och energiministeriet lanserade ett stödprogram för att främja innovativa lösningar som kan möjliggöra den tyska energiomställningen och övergången till användning av mer decentraliserade produktions- och förbrukningsresurser. Detta program heter SINTEG<sup>111</sup> och finansierade mellan 2017 och 2021 fem projekt i fem olika regioner. I Tabell 6 sammanfattas dessa fem projekt och deras omfattning.

Tabell 6: Översikt över de fem projekten inom SINTEG-programmet.

Projekt	Region	Syfte och princip
<b>C/sells</b>	Södra delstaterna Baden-Württemberg, Bayern och Hessen (utvalda på grund av hög andel solkraft, motsvarande halva Tysklands installerade kapacitet).	Optimering av användningen av solkraft, inklusive från installationer bakom mätaren. Energisystem organiseras i celler (enskilda anläggningar till lokalnätsnivå). Principen grundas i att varje cell förser sitt elbehov innan andra cellers. Planerar använda 10 000 smarta elmätare för att komma åt och styra solkraftsproduktionen.
<b>Designnetz</b>	Delstaterna Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz och Saarland.	Utveckla lösningar för att använda decentraliserad sol- och vindkraft för att förse stora områden med hög elkonsumention (industriområden). Hierarkiskt system där förfrågningar om flexibilitet skickas från högre till lägre nätnivåer, medan prognoser av elnätets status matas från lägre till högre nivåer. Plan att använda 140 000 elmätare.
<b>Enera</b>	Niedersachsen	Hitta lösningar på hur energisystemet kan gå från statiskt och centraliserat till dynamiskt och decentraliserat. Nya tekniska lösningar och mer flexibla elnät, i synnerhet handel av lokala stödtjänster (såsom spänningsreglering).
<b>NEW 4.0</b>	Sammanför Hamburg och delstaten Schleswig-Holstein.	Syftet är att minska inmatningsbegränsningar av förnybar energi genom att bland annat öka användningen av efterfrågefleksibilitet
<b>WindNode</b>	Fem östtyska delstater och Berlin (motsvarar balanseringsområde för TSO:n 50Hertz, exklusive Hamburg).	Syftet är att optimera sektorkopplingen mellan el-, transport- och värmesektorerna genom användning av digitala lösningar. Stor vikt är på cybersäkerhet för att skydda slutanvändare och deras data.

<sup>111</sup> Federal Ministry of Economic Affairs and Climate Action, [BMWK - Funding programme "Smart Energy Showcases - Digital Agenda for the Energy Transition" \(SINTEG\)](#) , hämtad januari 2024

Lärdomarna från dessa fem avslutade projekt har sammanställts inom fem områden och sammanfattas här nedan<sup>112</sup>:

### **Öka produktions- och efterfrågefleksibiliteten**

För att underlätta för aktörer att investera i ny infrastruktur för leverans av flexibilitet är det viktigt att dessa investeringar, i exempelvis ny IT-infrastruktur, i största möjliga mån görs samtidigt som andra likartade investeringar, såsom investeringar för digitalisering av produktionsprocesser.

Förkvalificeringsprocesser behöver ofta ses över för att möjliggöra inträdet av mindre aktörer och anläggningar på relevanta plattformar.

I vissa fall måste nya incitament skapas för att främja tillhandahållande av flexibilitet.

Installation av nya, smarta elmätare måste påskyndas då nya elmätare möjliggör för styrning av kopplade enheter genom så kallade Controllable Local Systems (CLS).

### **Värdesätta flexibiliteten och samordna olika flexibilitetsmarknader ur ett systemperspektiv**

Kommande lagändringar måste införa användningen av flexibilitetsmarknader. Kopplat med detta finns det en oro hos vissa aktörer att kombinationen av geografiskt begränsade flexibilitetsmarknader och nationella marknader (till exempel spotmarknaden) kan leda till strategisk budgivning på grund av arbitragemöjligheter som uppstår till följd av skillnaderna i den geografiska upplösningen på dessa marknader. Sådan strategisk budgivning kan till exempel innebära att stora producenter kan återhålla produktion från spotmarknaden för att sälja den på en lokal flexibilitetsmarknad i stället. Detta kallas för *increase-decrease game* på engelska eller *inc-dec-spelet* på svenska<sup>113</sup> och är en anledning till att Tyskland inte infört lokala flexibilitetsmarknader.

### **Digitaliseringens möjligheter och risker**

Vid skapande av nya lokala lösningar bör öppna och gemensamma standarder användas för att främja deltagandet av små aktörer. Deltagandet av en mängd små enheter medför i sin tur risker, inte minst cybersäkerhetsrisker, som måste beaktas i utformningen av dessa lösningar.

### **Nyttja regulatoriska sandlådors möjligheter**

I SINTEG-projekten har användningen av regulatoriska sandlådor identifierats som en möjliggörare för utförandet av dessa projekt. Aktörer har kunnat använda verklig data från produktionsmiljöer i pilotprojekt, vilket har höjt Technology Readiness Level (TRL) av de utvecklade lösningarna. Det är dock viktigt att aktiviteter för uppskalning och överförbarhet av dessa lösningar ingår i projekten för att resultaten ska kunna tillgodoseas nationellt. Inblandningen av

<sup>112</sup> Mer information kan hittas i följande rapport: SINTEG, Executive Summary of the 5 Syntheses of Results on the SINTEG Funding Programme (2023)

<sup>113</sup> Holmberg and Tangerås, Elbrist i Storstäderna – Ett Marknadsperspektiv (2022)

bolag med innovativa lösningar har identifierats som en framgångsfaktor i projekten.

### Delaktighet och acceptans

För att främja tillhandahållande av flexibilitet från småskaliga resurser måste värdet av immateriella nyttor i utvecklade lösningarna fångas. Det kan till exempel handla om de föreslagna regelförändringarnas påverkan på innovationsvilligheten.

Det har också identifierats som viktigt att lyfta regionala initiativ och visa deras värde för samhället i stort, detta för att öka delaktigheten och acceptansen för framtagna lösningar.

## 4.4 Sammanfattning utblick Europa

I detta kapitel har förekomsten och hanteringen av överföringsbegränsningar i Storbritannien, Nederländerna och Tyskland analyserats.

I dessa tre länder ökar volymen av överföringsbegränsningar i både transmission- och distributionsnäten, och därmed behovet av att hantera dem. Överföringsbegränsningar ökar på grund av omställningen i energisystemet med elektrifieringsåtgärder hos industrin och slutanvändarna samt snabb utbyggnad av vindkraft och storskalig solkraft och fler decentraliserade enheter såsom solpaneler på tak. Dessa förändringar har på vissa håll inneburit en fördröjning, och ibland tillfälliga stopp, av nya anslutningar. Dessutom har det inneburit nya utmaningar i den operativa hanteringen av överföringsbegränsningar på grund av ökade och förändrade flöden i både transmission- och distributionsnätet. Detta har de tre studerade länderna gemensamt med Sverige. Länderna har till följd av detta behövt tänka nytt både för att hantera nuvarande överföringsbegränsningar rent operativt och för att möjliggöra nya anslutningar trots dessa begränsningar. Där skiljer länderna sig i flera avseenden.

Vad gäller operativ hantering av överföringsbegränsningar har alla tre länder historiskt använt sig av omdirigering och mothandel från traditionella resurser. Detta kan ske både i förebyggande syfte, t.ex. vid identifiering av överföringsbegränsningar i säkerhetsanalyser efter avslutad handel på dagen före-marknaden, och i själva leveranstimmen vid behov genom aktivering av särskilda bud på balansmarknaden. I Sverige har omdirigering och mothandel i förebyggande syfte historiskt inte använts i stor utsträckning utan överföringsbegränsningar hanterats genom indelningen i budområden och begränsning av handelskapaciteter, samt aktivering av specialregleringsbud under leveranstimmen. Det pågår en elområdesöversyn i Europa som syftar till att utvärdera alternativa elområdesindelningar<sup>114</sup> och National Grid ESO har i Storbritannien föreslagit införande av nodprissättning för att underlätta hanteringen av överföringsbegränsningar. Länderna skiljer sig i deltagandekrav och ersättningsmodell för omdirigering och mothandel, där t.ex. Nederländerna och Tyskland ställer krav på aktörer av en viss storlek att delta. Storbritannien har också länge använt sig av villkorade avtal som innebär att TSO och DNO:er kan begränsa inmatningen eller uttaget vid behov. Systemoperatörerna i

<sup>114</sup> ENTSO-e, "Bidding zone review", [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/bzr/](https://www.entsoe.eu/network_codes/bzr/), hämtad januari 2024

Storbritannien har utvecklat så-kallat Active Network Management som är system med aktiv övervakning, kontroll och styrning i elnätet.

För att ytterligare öka mängden flexibilitet som kan delta i omdirigering och mothandel vidtar alla tre länder, eller planerar, åtgärder för att möjliggöra för deltagandet av distribuerade resurser. Detta ställer krav på samordningen mellan TSO, DSO:er/DNO:er och dessa resurser och kräver i många fall nya datautbytesstandarder och kommunikationskanaler.

Nederländerna har dessutom nyligen infört en ny aggregatorsroll för att komma åt dessa resurser. I Nederländerna finns även en gemensam plattform, GOPACS, där TSO och DSO:er kan lägga upp identifierade behov för att åtgärda överföringsbegränsningar och avropa vanliga intradagbud som kvalificerade elmarknadsoperatörer vidarebefordrar till GOPACS.

I Tyskland pågår nu flera projekt som utforskar hur distribuerade enheter, även bakom elmätaren, kan bidra, så kallat Redispatch 3.0. I dessa projekt har exempelvis behovet av nya och gemensamma datautbytesstandarder och användningen av regulatoriska sandlådor lyfts som framgångsfaktorer. En oro om strategisk budgivning som skulle kunna minska nyttan med lokala flexibilitetsmarknader genom så-kallat inc-dec-spel har också identifierats.

I Storbritannien arbetar National Grid ESO med förslag om hur observerbarheten av distribuerade resurser kan förbättras. I Tyskland har flera lokala projekt inom arbetet med övergången till Redispatch 3.0 tilldelats statligt stöd för utveckling av sådana lösningar. Erfarenheten från dessa projekt visar att även om lösningarna är anpassade till de särskilda förutsättningarna så måste de lyftas till en nationell nivå, till exempel genom etableringen av gemensamma datahubbar, för att komma till full nytta.

Slutligen har de tre länderna vidtagit olika åtgärder och lagt fram olika förslag för att kunna möjliggöra för nya anslutningar trots överföringsbegränsningar. I Storbritanniens fall handlar det mycket om användningen av villkorade avtal (se ovan) men också om åtgärder för att korta ner anslutningskön genom till exempel tillfällig möjlighet att lämna anslutningskön utan kostnad, ändrade antaganden i anslutningsstudier och nedprioritering av försenade projekt. Nederländerna har också infört användningen av likartade villkorade avtal i senaste ändringen av nätkoden.

[Highlight text]

## 5 Slutsatser

Flertalet intervjuande haft lyft vikten av samverkan och ett tätare samarbete som en framgångsfaktor för att tillsammans kunna tillgodose den förändring som kraftsystemet står inför. Vidare kan följande slutsatser dras.

### Förekomst av överföringsbegränsningar

Swecos uppfattning från intervjuer och enkäter är att överföringsbegränsningar existerar inom alla gränssnitt i näten, men utmaningarna att hantera dem blir större högre upp i nätstrukturen. Det är alltså vanligare att nätföretagen upplever en begränsning i att utöka sina abonnemang mot överliggande nät, än att serviser (anslutningsledningen till en kund) och kabelskåp skulle utgöra en upplevd begränsning, även om det senare är vanligt förekommande. Det upplevda problemet för nätföretagen beror till stor del på hur lång tid det tar att avhjälpa en överföringsbegränsning, där långa ledtider påverkar den upplevda överföringsbegränsningen. Med långa ledtider menas exempelvis utökning av abonnemang till överliggande nät, leverans av transformatorer, bygglovsprocesser och resursbrist hos nätföretagen. För anslutningar som kräver högre effekter och därmed ansluts högre upp i nätet, på mellanspänningsnivå till regionnätetsnivå, är det inte ovanligt med ca 2–6 år från anslutningsförfrågan till driftsättning.

På transmissionsnätetsnivå existerar överföringsbegränsningar, både mellan elområden, i enskilda ledningar/nätelement alternativt i någon specifik utrustning i en transmissionsnätstation. Att dessa existerar i någon utsträckning får lov att ses som sunt, eftersom transmissionsnätet annars inte hade varit samhällsekonomiskt byggt. Att byta ut enstaka begränsande apparater i stationer kan vara en enkel åtgärd som är förhållandevis snabb att utföra, men den kan för vissa apparater som exempelvis transformatorer ta längre tid.

### Framtida utveckling av överföringsbegränsningar

Distributionsnätetsföretagen är överens om att överföringsbegränsningarna inte kommer att minska kommande åren, utan snarare öka. Nätföretagens bild är dock, precis som i nuvarande läge, att det är skillnad mellan olika gränssnitt i nätet där begränsningarna även fortsatt kommer att vara mest problematiskt högre upp i spänningsnivå. Anledningen till att nätföretagen tror att överföringsbegränsningarna kommer öka är för att behovet av el antas vara större och att man inte hinner bygga ut i den takt som krävs för att åtgärda begränsningarna.

På transmissionsnätetsnivå kommer en kraftig nätutbyggnad i kombination med andra åtgärder krävas för att kunna möta nutida och framtida efterfrågan. Att

bygga transmissionsnät tar lång tid och kräver ett noggrant förarbete redan i planeringsstadiet. Med stor sannolikhet kommer enskilda ledningar i framtiden kunna komma att belastas högre på grund av ökad inmatning eller uttag (anslutningar) alternativt större områden med produktion. Konsekvenser av det öst-västliga flödet kan på kort sikt bestå eller öka. På medellång och lite längre sikt ser Svenska kraftnät att i takt med att andelen volatila energikällor ökar, främst vindkraft, finns det en ökad risk för att i större utsträckning behöva nedreglera dessa energikällor. Anledningen till en potentiell framtida ökning av nedreglering av vindkraft beror på avsaknad av lagringsmöjligheter för el producerad från vindkraft vilket innebär att all el som produceras samtidigt behöver kunna matas ut på elnätet.

### **Hantering av överföringsbegränsningar**

Hantering av överföringsbegränsningar görs traditionellt till största delen i planeringsskedets olika faser, framför allt genom att bygga ut nät. Det finns även andra verktyg i nätföretagens verktygslåda för att hantera överföringsbegränsningar i planeringsfasen, såsom prissignaler via tariffer, flexibilitetsmarknader och villkorade avtal. De flesta har antingen infört eller kommer införa tidsdifferentierade tariffer, men Swecos uppfattning är att det är få nätföretag i dagsläget som deltar på en flexibilitetsmarknad eller infört villkorade avtal, även om det senare är vanligare.

I driftskedet är det framför allt lågspänningsnätets överföringsbegränsningar som upptäcks. I detta gränssnitt är det svårare att upptäcka överföringsbegränsningarna i planeringsskedet även om nya hjälpmedel i form av prognos- och planeringsverktyg uppkommit på senare år. En sådan problematik som upptäcks i driftskedet är exempelvis spänningsvariationer på lågspänningsnät i landsbygden.

För transmissionsnätet hanteras överföringsbegränsningar i synnerhet i själva driften eftersom systemansvariga har ansvaret att upprätthålla driftsäkerhet under drift. Dock hanteras överföringsbegränsningar långt innan genom kraftsystemanalyser där exempelvis termiska begränsningar i ledningar eller apparater identifieras. Vid varje tidpunkt finns flera åtgärder för att hantera överföringsbegränsningar. Det kan handla om avhjälpande åtgärder, åtgärder som vidtas redan i planeringsskedet samt andra typer av åtgärder som kan användas vid driften, eller i driftplaneringen.

### **Hinder i dagens regelverk**

Nätföretagen uttrycker att det finns en otydlighet idag i hur villkorade avtal får användas och hur villkorade avtal och funktionskrav enligt ellagen ska tolkas tillsammans. Dessutom upplever nätföretagen en otydlighet hur noggrant man ska utreda marknadsbaserade lösningar innan villkorade avtal får användas som en lösning.

Flera nätföretag uppger att de skulle vilja äga energilager för att kunna avhjälpa överföringsbegränsningar. Att upphandla en sådan tjänst fungerar sämre menar nätföretagen, eftersom de upplever att batterileverantörerna är mer intresserade av att agera på stödtjänstemarknaderna än att bidra med kapacitetsavhjälpling.

Osäkerheter relaterade till intäktsregleringen samt hinder i att bygga på spekulation i större utsträckning än vad regleringen medger är något som lyfts som ett hinder av många nätföretag.

Långa ledtider i form av koncessionsansökningar och bygglovsprocesser upplevs som hinder i dagens regelverk.



Together with our clients and the collective knowledge of our 18,500 architects, engineers and other specialists, we co-create solutions that address urbanisation, capture the power of digitalisation, and make our societies more sustainable.

Sweco – Transforming society together